

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



DEPARTAMENTO DE ESTADÍSTICA

PROYECTO FIN DE CARRERA

Ingeniería Industrial

Optimización de sistemas hidráulicos reversibles en
Mercados Mayoristas de energía.

AUTOR: Pablo Molina Priego.

TUTOR: Francisco Javier Prieto Fernández.

Getafe, 15 de Junio de 2014.

RESUMEN

El presente proyecto fin de carrera tiene como objetivo el estudio de la optimización de las ofertas de compra y venta de energía para una central hidroeléctrica reversible en los Mercados Mayoristas del Sistema Eléctrico Español. De esta forma podrá realizarse un control sobre los beneficios obtenidos con las transacciones de energía así como del riesgo inherente a estos mercados.

En primer lugar, se realizará una descripción del Sistema Eléctrico español, en él se presentarán los diferentes mercados en los que es posible la venta y compra de energía actualmente para un agente generador. Así mismo se describirán los sistemas hidroeléctricos objeto del estudio y las principales metodologías de optimización de estos sistemas.

Seguidamente, se presentarán los algoritmos desarrollados para la optimización de las ofertas.

Para terminar se presentarán los resultados obtenidos en algunos escenarios concretos.

Palabras clave: Mercados Mayoristas, sistemas hidráulicos reversibles, ofertas, generación, bombeo, turbina hidráulica, central hidroeléctrica, CVaR, VaR, programación lineal entera mixta.

ABSTRACT

The main purpose of this final project is the study of the optimization of the bids for a hydro power plant applied to the Spanish Electricity Power Market. In this way, the profit on this matter can be controlled taking into account the risk on the transactions.

In the first chapter, a description of the Spanish Power System will be presented. Hydro-pump technologies participated on unit commitment and load following markets, achieving a high participation percentage in our country in the different seasons. In the second chapter, a brief description of technical hydro-pump generation systems characteristics is done as well as the state of the art of the bid optimization.

For the optimization study, IBM CPLEX Optimization Studio is used as a computer tool for the algorithm design.

One hundred scenarios are studied and global conclusions are included in final chapter.

Keywords: Power Market, hydro-pump systems, bids, generation, pump, water turbine, hydro power plant, CVaR, VaR, mix integer linear programming.

Índice general

1.	Introducción al sistema eléctrico español.....	1
1.1.	Agentes del sistema eléctrico.....	1
1.2.	Mercados ibéricos de electricidad.....	3
1.2.1.	Mercados a plazo.....	4
1.2.2.	Mercados spot.....	10
1.2.3.	Mercados de servicios de ajustes:.....	32
1.3.	Toma de decisiones en el Sistema Eléctrico.....	54
2.	Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles.....	63
2.1.	Centrales hidráulicas reversibles.....	64
2.2.	Estado del arte.....	68
2.3.	Modelo de optimización del sistema hidroeléctrico reversible.....	74
2.3.1.	Generación de escenarios y reformulación del modelo de solución única.....	78
2.3.2.	Modelo de solución múltiple.....	81
2.3.3.	Introducción a las medidas de riesgo.....	83
2.3.4.	Algoritmo de optimización del CVaR.....	88
3.	Resultados y análisis.....	93
3.1.	Resumen.....	93
3.2.	Entrada de datos:.....	93
3.3.	Análisis del modelo de solución única.....	101
3.3.1.	Solución inicial.....	101
3.3.2.	Influencia del volumen inicial de los embalses sobre la solución óptima.....	108
3.3.3.	Influencia del volumen mínimo de los embalses sobre la solución óptima.....	114
3.3.4.	Influencia del volumen máximo de los embalses sobre la solución óptima.....	120
3.3.5.	Influencia del gasto de agua de los grupos sobre la solución óptima.....	126
3.4.	Análisis del modelo de solución múltiple.....	133
3.5.	Análisis del modelo de optimización del CVaR.....	169
3.5.1.	Solución del modelo de minimización del CVaR.....	169
3.5.2.	Análisis de las curvas de riesgo-beneficio.....	198
4.	Conclusiones y trabajo futuro.....	210
4.1.	Conclusiones.....	210
4.2.	Trabajo futuro.....	211
5.	Bibliografía.....	212
5.1.	Documentos publicados.....	212
5.2.	Páginas Web.....	213

ANEXO 1: Escenarios de precio del Mercado Diario y del Mercado Intradiario.....	215
ANEXO 2: Código del modelo de solución única en IBM ILOG CPLEX Optimization Studio.	233
ANEXO 3: Código del modelo de solución múltiple en IBM ILOG CPLEX Optimization Studio.	238
ANEXO 4: Solución completa del modelo de solución múltiple.....	244
ANEXO 5: Código del modelo de optimización del CVaR en IBM ILOG CPLEX Optimization Studio.	274

Índice de figuras

Figura 1: Precio base Q4-2012.....	5
Figura 2: Precio de equilibrio de mercado. Interconexiones no saturadas.....	19
Figura 3: Precio de equilibrio de mercado en España. Interconexiones saturadas.....	19
Figura 4: Precio de equilibrio de mercado en Portugal. Interconexiones saturadas.....	20
Figura 5: Precios y energías en el mercado diario, 2012.....	20
Figura 6: Precios medios mensuales, 2008-13	21
Figura 7: Precios medios mensuales para España y Portugal, 2008-12	22
Figura 8: Generación por tecnologías en el sistema español. Datos diarios	23
Figura 9: Generación por tecnologías en el sistema español. Totales.....	24
Figura 10: Energía generada con diferentes tecnologías, ordenada por precio de oferta. España	25
Figura 11: Energía generada con diferentes tecnologías, ordenada por precio de oferta. Portugal	25
Figura 12: Energía generada con diferentes tecnologías, ordenada por precio de oferta. MIBEL	26
Figura 13: Precio medio del mercado diario, 2012	26
Figura 14: Ejemplos de operación en el mercado intradiario.....	27
Figura 15: Operación del mercado intradiario	28
Figura 16: Evolución de los precios medios diarios del mercado intradiario, 2012	31
Figura 17: Precios medios mensuales del mercado intradiario, 2012	32
Figura 18: Aplicación de restricciones de garantía de suministro.....	35
Figura 19: Fases del proceso de resolución de restricciones técnicas.....	39
Figura 20: Proceso de resolución de restricciones técnicas.....	40
Figura 21: Energía anual redespachada para la resolución de restricciones técnicas, 2006-12 ..	40
Figura 22: Coste del redespacho para la resolución de restricciones técnicas, 2006-12	41
Figura 23: Reserva de potencia adicional a subir, 2012.....	43
Figura 24: Coste de la reserva de potencia a subir, 2012.....	43
Figura 25: Proceso de asignación de la reserva secundaria.....	44
Figura 26: Necesidades de banda para regulación secundaria, 13/03/2013	45
Figura 27: Precio de la banda para regulación secundaria, 13/03/2013	46
Figura 28: Banda total asignada para regulación secundaria, 2006-12	46
Figura 29: Coste anual de la banda asignada para la regulación secundaria, 2006-12.....	46
Figura 30: Procedimiento de asignación de energía terciaria.....	47
Figura 31: Energía para regulación terciaria, 6/3/2013	48
Figura 32: Precios de la energía para regulación terciaria, 6/3/2013	48
Figura 33: Coste de la regulación terciaria a subir, 2006-12.....	48
Figura 34: Coste de la regulación terciaria a bajar, 2006-12.....	49
Figura 35: Requisitos de generación de potencia reactiva, 400 kV	50
Figura 36: Proceso de asignación de energía para la gestión de desvíos	51
Figura 37: Energía asignada a desvíos, 6/03/2013	52
Figura 38: Precios de la energía asignada a desvíos, 6/03/2013	52
Figura 39: Coste de la energía para desvíos a subir, 2006-12	52
Figura 40: Coste de la energía para desvíos a bajar, 2006-12	53
Figura 41: Mercados regulados de energía eléctrica	53
Figura 42: Modulación de la demanda mediante centrales reversibles	63

Figura 43: Central hidroeléctrica de bombeo	64
Figura 44: Potencia de centrales reversibles acumulada en España.....	66
Figura 45: Centrales reversibles en España.....	66
Figura 46: Precio horario del MD del día 27 de Mayo	67
Figura 47: Precio horario del MD en la última semana de Mayo	67
Figura 48: Precio horario del MD en el mes de Mayo de 2013	68
Figura 49: Función de distribución de pérdidas y concepto de VaR.....	85
Figura 50: Función de de distribución de pérdidas y concepto de CVaR	87
Figura 51: Escenarios de precio del Mercado Diario	95
Figura 52: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 1 del Mercado Diario	96
Figura 53: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 2 del Mercado Diario	96
Figura 54: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 3 del Mercado Diario	97
Figura 55: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 5 del Mercado Diario	97
Figura 56: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 4 del Mercado Diario	97
Figura 57: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 6 del Mercado Diario	97
Figura 58: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 7 del Mercado Diario	98
Figura 59: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 9 del Mercado Diario	98
Figura 60: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 8 del Mercado Diario	98
Figura 61: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 10 del Mercado Diario.....	98
Figura 62: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 11 del Mercado Diario.....	99
Figura 63: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 13 del Mercado Diario.....	99
Figura 64: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 12 del Mercado Diario.....	99
Figura 65: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 14 del Mercado Diario.....	99
Figura 66: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 15 del Mercado Diario.....	100
Figura 67: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 17 del Mercado Diario.....	100
Figura 68: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 16 del Mercado Diario.....	100
Figura 69: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 18 del Mercado Diario.....	100
Figura 70: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 19 del Mercado Diario.....	101

Figura 71: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 20 del Mercado Diario.....	101
Figura 72: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	105
Figura 73: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.....	105
Figura 74: Reparto de la energía por grupos.....	106
Figura 75: Distribución del beneficio por escenarios.....	107
Figura 76: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.....	108
Figura 77: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.....	108
Figura 78: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	111
Figura 79: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.....	111
Figura 80: Reparto de la energía por grupos.....	112
Figura 81: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.....	113
Figura 82: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.....	114
Figura 83: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	117
Figura 84: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.....	117
Figura 85: Reparto de la energía por grupos.....	118
Figura 86: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo y mínimo.....	119
Figura 87: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo y mínimo.....	120
Figura 88: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	123
Figura 89: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.....	123
Figura 90: Reparto de la energía por grupos.....	124
Figura 91: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.....	125
Figura 92: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.....	126
Figura 93: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	129
Figura 94: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.....	129
Figura 95: Reparto de la energía por grupos.....	130
Figura 96: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.....	131
Figura 97: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.....	132
Figura 98: Distribución del beneficio por escenarios.....	136
Figura 99: Comparación del beneficio por escenarios de los modelos 1 y 2.....	137
Figura 100: Diferencia de beneficio entre los modelos 1 y 2.....	137
Figura 101: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 3 del Mercado Diario.....	139
Figura 102: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	141
Figura 103: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.....	141
Figura 104: Reparto de la energía por grupos.....	142
Figura 105: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.....	143
Figura 106: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.....	144
Figura 107: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 5 del Mercado Diario.....	145
Figura 108: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	147
Figura 109: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.....	147
Figura 110: Reparto de la energía por grupos.....	148
Figura 111: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.....	149
Figura 112: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.....	150
Figura 113: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 10 del Mercado Diario.....	151
Figura 114: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	153

Figura 115: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.	153
Figura 116: Reparto de la energía por grupos.	154
Figura 117: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.	155
Figura 118: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.	156
Figura 119: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 16 del Mercado Diario.....	157
Figura 120: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	159
Figura 121: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.	159
Figura 122: Reparto de la energía por grupos.	160
Figura 123: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.	161
Figura 124: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.	162
Figura 125: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 20 del Mercado Diario.....	163
Figura 126: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	165
Figura 127: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.	165
Figura 128: Reparto de la energía por grupos.	166
Figura 129: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.	167
Figura 130: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.	168
Figura 131: Distribución del beneficio por escenarios.....	171
Figura 132: Diagrama de frecuencias del beneficio.....	171
Figura 133: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	173
Figura 134: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.	174
Figura 135: Reparto de la energía por grupos.	175
Figura 136: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.	176
Figura 137: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.	176
Figura 138: Distribución del beneficio por escenarios.....	178
Figura 139: Diagrama de frecuencias del beneficio.....	179
Figura 140: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	180
Figura 141: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.	180
Figura 142: Reparto de la energía por grupos.	181
Figura 143: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.	182
Figura 144: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.	183
Figura 145: Distribución del beneficio por escenarios.....	185
Figura 146: Diagrama de frecuencias del beneficio.....	185
Figura 147: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	187
Figura 148: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.	187
Figura 149: Reparto de la energía por grupos.	188
Figura 150: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.	189
Figura 151: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.	190
Figura 152: Distribución del beneficio por escenarios.....	192
Figura 153: Diagrama de frecuencias del beneficio.....	192
Figura 154: Movimientos de generación en los mercados y programa total.....	194
Figura 155: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.	194
Figura 156: Reparto de la energía por grupos.	195
Figura 157: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.	196
Figura 158: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.	197
Figura 159: Ejemplo de curva de Riesgo-Beneficio.	198
Figura 160: Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.80$	200

Figura 161: Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.85$	202
Figura 162: Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.90$	204
Figura 163: Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.95$	206
Figura 164: Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.99$	208
Figura 165: Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.99$	209
Figura A1 1: Escenarios de precio del Mercado Diario	222
Figura A1 2: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 1 del Mercado Diario.....	223
Figura A1 3: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 2 del Mercado Diario.....	223
Figura A1 4: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 3 del Mercado Diario.....	224
Figura A1 5: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 4 del Mercado Diario.....	224
Figura A1 6: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 5 del Mercado Diario.....	225
Figura A1 7: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 6 del Mercado Diario.....	225
Figura A1 8: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 7 del Mercado Diario.....	226
Figura A1 9: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 8 del Mercado Diario.....	226
Figura A1 10: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 9 del Mercado Diario.....	227
Figura A1 11: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 10 del Mercado Diario.....	227
Figura A1 12: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 11 del Mercado Diario.....	228
Figura A1 13: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 12 del Mercado Diario.....	228
Figura A1 14: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 13 del Mercado Diario.....	229
Figura A1 15: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 14 del Mercado Diario.....	229
Figura A1 16: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 15 del Mercado Diario.....	230
Figura A1 17: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 16 del Mercado Diario.....	230
Figura A1 18: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 17 del Mercado Diario.....	231
Figura A1 19: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 18 del Mercado Diario.....	231
Figura A1 20: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 19 del Mercado Diario.....	232
Figura A1 21: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 20 del Mercado Diario.....	232

Figura A4 1: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 1.	254
Figura A4 2: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 1...	254
Figura A4 3: Reparto de la energía por grupos en el escenario 1.....	254
Figura A4 4: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 1.	254
Figura A4 5: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 1.	254
Figura A4 6: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 2.	255
Figura A4 7: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 2...	255
Figura A4 8: Reparto de la energía por grupos en el escenario 2.....	255
Figura A4 9: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 2.	255
Figura A4 10: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 2.....	255
Figura A4 11: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 3.	256
Figura A4 12: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 3..	256
Figura A4 13: Reparto de la energía por grupos en el escenario 3.....	256
Figura A4 14: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 3.....	256
Figura A4 15: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 3.....	256
Figura A4 16: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 4.	257
Figura A4 17: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 4..	257
Figura A4 18: Reparto de la energía por grupos en el escenario 4.....	257
Figura A4 19: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 4.....	257
Figura A4 20: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 4.....	257
Figura A4 21: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 5.	258
Figura A4 22: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 5..	258
Figura A4 23: Reparto de la energía por grupos en el escenario 5.....	258
Figura A4 24: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 5.....	258
Figura A4 25: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 5.....	258
Figura A4 26: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 6.	259
Figura A4 27: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 6..	259
Figura A4 28: Reparto de la energía por grupos en el escenario 6.....	259
Figura A4 29: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 6.....	259
Figura A4 30: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 6.....	259

Figura A4 31: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 7.	260
Figura A4 32: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 7.	260
Figura A4 33: Reparto de la energía por grupos en el escenario 7.	260
Figura A4 34: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 7.	260
Figura A4 35: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 7.	260
Figura A4 36: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 8.	261
Figura A4 37: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 8.	261
Figura A4 38: Reparto de la energía por grupos en el escenario 8.	261
Figura A4 39: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 8.	261
Figura A4 40: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 8.	261
Figura A4 41: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 9.	262
Figura A4 42: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 9.	262
Figura A4 43: Reparto de la energía por grupos en el escenario 9.	262
Figura A4 44: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 9.	262
Figura A4 45: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 9.	262
Figura A4 46: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 10.	263
Figura A4 47: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 10.	263
Figura A4 48: Reparto de la energía por grupos en el escenario 10.	263
Figura A4 49: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 10.	263
Figura A4 50: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 10.	263
Figura A4 51: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 11.	264
Figura A4 52: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 11.	264
Figura A4 53: Reparto de la energía por grupos en el escenario 11.	264
Figura A4 54: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 11.	264
Figura A4 55: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 11.	264
Figura A4 56: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 12.	265
Figura A4 57: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 12.	265
Figura A4 58: Reparto de la energía por grupos en el escenario 12.	265
Figura A4 59: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 12.	265
Figura A4 60: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 12.	265

Figura A4 61: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 13.	266
Figura A4 62: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 13.	266
Figura A4 63: Reparto de la energía por grupos en el escenario 13.	266
Figura A4 64: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 13.	266
Figura A4 65: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 13.	266
Figura A4 66: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 14.	267
Figura A4 67: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 14.	267
Figura A4 68: Reparto de la energía por grupos en el escenario 14.	267
Figura A4 69: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 14.	267
Figura A4 70: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 14.	267
Figura A4 71: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 15.	268
Figura A4 72: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 15.	268
Figura A4 73: Reparto de la energía por grupos en el escenario 15.	268
Figura A4 74: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 15.	268
Figura A4 75: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 15.	268
Figura A4 76: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 16.	269
Figura A4 77: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 16.	269
Figura A4 78: Reparto de la energía por grupos en el escenario 16.	269
Figura A4 79: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 16.	269
Figura A4 80: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 16.	269
Figura A4 81: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 17.	270
Figura A4 82: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 17.	270
Figura A4 83: Reparto de la energía por grupos en el escenario 17.	270
Figura A4 84: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 17.	270
Figura A4 85: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 17.	270
Figura A4 86: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 18.	271
Figura A4 87: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 18.	271
Figura A4 88: Reparto de la energía por grupos en el escenario 18.	271
Figura A4 89: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 18.	271
Figura A4 90: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 18.	271

Figura A4 91: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 19.	272
Figura A4 92: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 19.	272
Figura A4 93: Reparto de la energía por grupos en el escenario 19.	272
Figura A4 94: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 19.	272
Figura A4 95: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 19.	272
Figura A4 96: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 20.	273
Figura A4 97: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 20.	273
Figura A4 98: Reparto de la energía por grupos en el escenario 20.	273
Figura A4 99: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 20.	273
Figura A4 100: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 20.	273

Índice de tablas

Tabla 1: Sucesivas rondas de una subasta CESUR	8
Tabla 2: Contratación mensual en el MIBEL, 2012.....	22
Tabla 3: Compras mensuales en el MIBEL, 2012.....	23
Tabla 4: Generación mensual por tecnologías, 2012	24
Tabla 5: Sesiones del mercado intradiario	28
Tabla 6: Precios medios mensuales del mercado intradiario	31
Tabla 7: Principales centrales hidráulicas reversibles en el mundo.	65
Tabla 8: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	104
Tabla 9: Reparto por grupos del programa total de la central.	106
Tabla 10: Evolución del volumen de los embalses.	107
Tabla 11: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	110
Tabla 12: Reparto por grupos del programa total de la central.	112
Tabla 13: Evolución del volumen de los embalses.	113
Tabla 14: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	116
Tabla 15: Reparto por grupos del programa total de la central.	118
Tabla 16: Evolución del volumen de los embalses.	119
Tabla 17: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	122
Tabla 18: Reparto por grupos del programa total de la central.	124
Tabla 19: Evolución del volumen de los embalses.	125
Tabla 20: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	128
Tabla 21: Reparto por grupos del programa total de la central.	130
Tabla 22: Evolución del volumen de los embalses.	131
Tabla 23: Beneficio medio esperado por escenario del MD.	138
Tabla 24: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	140
Tabla 25: Reparto por grupos del programa total de la central.	142
Tabla 26: Evolución del volumen de los embalses.	143
Tabla 27: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	146
Tabla 28: Reparto por grupos del programa total de la central.	148
Tabla 29: Evolución del volumen de los embalses.	149
Tabla 30: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	152
Tabla 31: Reparto por grupos del programa total de la central.	154
Tabla 32: Evolución del volumen de los embalses.	155
Tabla 33: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	158
Tabla 34: Reparto por grupos del programa total de la central.	160
Tabla 35: Evolución del volumen de los embalses.	161
Tabla 36: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	164
Tabla 37: Reparto por grupos del programa total de la central.	166
Tabla 38: Evolución del volumen de los embalses.	167
Tabla 39: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	172
Tabla 40: Reparto por grupos del programa total de la central.	174
Tabla 41: Evolución del volumen de los embalses.	175
Tabla 42: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	179
Tabla 43: Reparto por grupos del programa total de la central.	181
Tabla 44: Evolución del volumen de los embalses.	182
Tabla 45: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.....	186

Tabla 46: Reparto por grupos del programa total de la central.	188
Tabla 47: Evolución del volumen de los embalses.	189
Tabla 48: Compras y ventas de energía en el MD y el MII.	193
Tabla 49: Reparto por grupos del programa total de la central.	195
Tabla 50: Evolución del volumen de los embalses.	196
Tabla 51: Valores de la curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.80$	199
Tabla 52: Valores de la curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.85$	201
Tabla 53: Valores de la curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.90$	203
Tabla 54: Valores de la curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.95$	205
Tabla 55: Valores de la curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.99$	207

1. Introducción al sistema eléctrico español.

1.1. Agentes del sistema eléctrico.

Desde el 1 de Enero de 1998, España cuenta con un nuevo marco regulador de la actividad eléctrica que está dando lugar al desarrollo de un nuevo sistema eléctrico.

Este nuevo sistema se basa en la implantación de criterios de liberalización y competencia, de manera compatible con la conservación del medio ambiente y la seguridad del suministro. Su objetivo principal es promover la libre iniciativa de los agentes que operan en el sistema con el fin de incrementar la calidad del servicio y la competitividad de los precios eléctricos españoles.

Desde el punto de vista legal, el nuevo sistema se asienta en la Ley del Sector Eléctrico aprobada por el Parlamento español en Noviembre de 1997 y en los Decretos que la desarrollan. A su vez, este conjunto de nuevas normas legales tienen, como referentes más destacados, la Directiva de la Unión Europea sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad de Diciembre de 1996 y el Protocolo para el Establecimiento de una Regulación del Sistema Eléctrico Nacional, también de 1996, suscrito por el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas españolas.

El Sector Eléctrico está compuesto por el conjunto de empresas y organismos que hacen posible que podamos disponer de electricidad en todo momento, tanto en casa como en nuestro trabajo, o cuando disfrutamos de momentos de ocio. Además de las compañías eléctricas, que son una parte fundamental del sistema, el Sector Eléctrico se completa con los organismos reguladores específicos del sector: el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la Comisión Nacional de la Energía (CNE), el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), el Operador del Mercado (Omie) y el Operador del Sistema (REE).

A partir de 1990 se produjo de forma gradual la liberalización de los sistemas eléctricos con el objetivo de introducir competencia en ellos e, idealmente, aumentar su eficiencia. Este proceso requeriría la separación de las actividades de un sistema eléctrico entre aquellas que se consideran monopolios naturales, en las que la competencia no es deseable y las liberalizadas, en las que solo puede haber competencia.

Un mismo sujeto no puede realizar actividades reguladas y liberalizadas al mismo tiempo, puesto que los ingresos provenientes de la actividad regulada proporcionan una ventaja a aquél que participa en ambas actividades, que puede ejercer frente a la competencia. Además, los riesgos de una actividad liberalizada no pueden recaer sobre los usuarios de un monopolio, natural o no.

Las empresas eléctricas deben separar contable y jurídicamente dichas actividades. De esta forma, las principales actividades destinadas al suministro de energía eléctrica son las siguientes:

- Generación: Es la actividad mediante la cual se produce la energía eléctrica en los generadores, pudiendo distinguirse la generación en régimen ordinario y en régimen especial. Incluye también la prestación de los denominados servicios complementarios, imprescindibles para el funcionamiento del sistema, como el control de tensión y la regulación frecuencia-potencia.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

- Transporte: Consiste en la transmisión de energía en grandes cantidades de los centros de producción a centros de consumo, normalmente a muy alta tensión. En España la red de transporte está formada por las instalaciones cuya tensión nominal es igual o superior a 220 KV, así como las interconexiones internacionales, cualquiera que sea su tensión, y es propiedad de Red Eléctrica de España en su práctica totalidad.
- Distribución: Mediante esta actividad se realiza el suministro de la energía eléctrica a los usuarios finales desde la red de transporte. Las tensiones de distribución son menores que las de transporte. Incluye la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución.
- Comercialización: Esta actividad comprende la venta de energía a los usuarios, y todo lo relacionado con ella. Los comercializadores pueden adquirir la energía en los distintos mercados a generadores tanto del régimen ordinario como del régimen especial y a otros comercializadores. Por otro lado pueden vender energía bien a los consumidores mediante la libre contratación, o bien directamente al mercado o a otros comercializadores.
- Coordinación: Dentro de esta actividad se incluyen las tareas necesarias para la operación del sistema, la optimización económica del mismo, la planificación de la red, etc.

El transporte y la distribución son claramente monopolios naturales, por lo que no puede haber competencia en ellas. Los propietarios de las redes de transporte y distribución no compiten entre sí, tienen unos ingresos regulados por ley, y deben realizar las inversiones fijadas en la planificación establecida por el órgano regulador de la administración competente.

Las actividades de generación y comercialización, sin embargo, están abiertas a la competencia. La generación compete entre sí en el mercado mayorista, en tanto que los comercializadores persiguen conseguir más clientes en el mercado minorista, suministrándoles la energía que compran en el mercado mayorista. En estas actividades pueden participar todos los agentes que lo deseen.

Las actividades de coordinación tampoco están sujetas a competencia. Deben ser llevadas a cabo por organismos independientes de los agentes que participan en los mercados mayorista y minorista, con el fin de garantizar la independencia de su comportamiento. Esta coordinación tiene dos aspectos: una coordinación económica, que busca minimizar el coste de operación del sistema, y una coordinación técnica, que garantiza que el funcionamiento del sistema sea seguro. Estas actividades las puede realizar una sola entidad o, más frecuentemente, dos distintas, como sucede en el caso español.

La tarea de Operador del Sistema (coordinación técnica) recae sobre Red Eléctrica de España (REE), tanto en la península como en los sistemas extra peninsulares. Sus principales labores son:

- Controlar y operar el sistema en tiempo real y coordinar la generación y el transporte de energía, asegurando, en todo momento, la continuidad del suministro eléctrico.
- Mantener en todo instante el equilibrio entre la generación y la demanda.
- Mantener las condiciones técnicas de tensión y frecuencia del sistema en límites admisibles.

- Gestionar las interconexiones internacionales y el tránsito de electricidad con sistemas exteriores.
- Prever a corto, medio y largo plazo la demanda y la cobertura de la misma.
- Gestionar los mercados de ajustes, como el mercado de restricciones técnicas, los mercados de regulación secundaria y terciaria, etc., como se describirá más adelante.

Por otro lado, el Operador del Mercado Ibérico (OMI) se encarga de realizar la coordinación económica del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). El artículo 33 de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico, crea la figura del operador del mercado, a quien encomienda el ejercicio de las funciones necesarias para llevar a cabo la gestión económica del sistema referida al eficaz desarrollo del mercado de electricidad. Desde 1998 el operador del mercado es responsable de la gestión del sistema de oferta de compra y venta de energía eléctrica con las funciones descritas en dicha Ley, así como de la realización de las liquidaciones y pagos y cobros correspondientes, incorporando los resultados de los mercados diario e intradiarios de electricidad.

Desde el inicio de su actividad, las funciones correspondientes al operador del mercado fueron encomendadas normativamente al Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. (OMEL). Sin embargo, el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, firmado en Santiago de Compostela el 1 de Octubre de 2004, que regula el mercado ibérico de la energía eléctrica (MIBEL), ha aprobado recientemente una nueva estructura organizativa en virtud de la cual el Operador del Mercado Ibérico (OMI) pasa a convertirse en una entidad compuesta por dos sociedades matrices o tenedoras. Cada una de ellas ostenta la propiedad de un 50% en el capital de dos sociedades gestoras del mercado, operando la sociedad gestora portuguesa OMI-Polo Portugués, SGMR (OMIP), el mercado a plazo y la sociedad gestora española OMI, Polo español S.A. (OMIE), el mercado spot.

De esta manera, desde 1 de julio de 2011, la sociedad OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE), asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado spot de energía eléctrica en el ámbito del MIBEL, mientras que la sociedad OMI-Polo Portugués, SGMR (OMIP) asume la gestión de los mercados a plazo, que incluyen transacciones referidas a bloques de energía con entrega posterior al día siguiente de la contratación, de liquidación tanto por entrega física como por diferencias.

1.2. Mercados ibéricos de electricidad

En el presente apartado se va a realizar una introducción a los diferentes mercados mayoristas de energía eléctrica en torno a los cuales se articula el funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad.

Los tres principales pilares del sistema eléctrico son los mercados spot, gestionados por OMIE, los mercados de ajustes, gestionados por REE, y las distintas formas de contratación a plazo, entre los que se incluye la contratación bilateral u OTC, las diferentes opciones de contratación que ofrece OMIP y las subastas CESUR. Cada uno de estos mercados tiene unas características diferentes, y unas funciones de cara a los agentes también diferentes.

Por ejemplo, con los mercados a plazo los agentes buscan asegurar o garantizar el precio de la electricidad en un determinado periodo de tiempo. Así pueden valorar los ingresos que le aportarán sus activos a varios años vista, y ver si son acordes con la rentabilidad esperada en su plan de negocio. Tienen una función de cobertura de riesgo, dada la volatilidad del precio en el mercado diario. Pero a pesar de esta volatilidad, el mercado diario sigue siendo el principal indicador del precio de la energía eléctrica en el ámbito de MIBEL. También es el mercado en el que se negocia la mayor parte de la energía, y donde se toma la decisión de despacho de la energía, ya que como se verá más adelante, una contratación a plazo no implica la entrega física de la energía, y gran parte de estas contrataciones se liquida financieramente.

La naturaleza financiera de muchas de las operaciones que se realizan en este tipo de mercados (a plazo) ha posibilitado la participación de un número más elevado de agentes que en los mercados mayoristas o spot de electricidad, al no ser condición necesaria la entrega física final del producto negociado, en este caso la electricidad. En este sentido, el volumen de las transacciones efectuadas en estos mercados es, en aquellos países con suficiente madurez en su desarrollo, varias veces superior al de las efectuadas en el mercado spot, lo que se traduce en una mayor eficiencia en su comportamiento y en el establecimiento de las señales de precios (a medio y largo plazo).

Y en último lugar, enlazando con el sistema real, se encuentran los mercados o servicios de ajuste, cuya función es hacer compatibles los resultados de los mercados spot y las contrataciones bilaterales, con el sistema eléctrico real. Se trata de servicios que ofrecen los agentes generadores que no siempre van asociados a la entrega física de energía. Entre los servicios de ajuste, el más importante en cuanto a ingresos es el mercado de restricciones técnicas.

1.2.1. Mercados a plazo

La progresiva introducción de los mercados liberalizados de electricidad a nivel mundial en sustitución de precios regulados determinados por los gobiernos, si bien ha traído una mayor competencia en el sector y, al menos en teoría, una mayor eficiencia del comportamiento de éste, ha contribuido de forma clara a aumentar la variabilidad del precio de la energía. Dicha variabilidad introduce a su vez un componente de riesgo en los agentes, tanto en los generadores que están interesados en asegurarse un precio mínimo de venta que cubra sus costes como en los suministradores o comercializadoras que están interesados en asegurarse un precio máximo de compra que les asegure un margen comercial.

En este contexto aparecen los mercados a plazo, en los que es posible negociar productos que aseguren el precio de la electricidad durante un determinado plazo temporal. Las ventajas de la contratación a plazo resultan básicas para la eliminación de los riesgos de mercado que son inherentes a todos los sistemas eléctricos gestionados de acuerdo a reglas de mercado. Por ello, en todos los mercados eléctricos maduros, junto al mercado físico spot existen mercados a plazo (físicos y/o financieros), cuyo volumen y relevancia es muy importante.

A continuación se describen con más detalles las principales opciones con contratación a plazo:

- Mercado organizado OMIP: El mercado MIBEL a plazo, gestionado por OMIP, comenzó a operar en julio del 2006, conjuntamente con OMIClear (Sociedad de Compensación de Mercados de Energía S.A.). Esta última sociedad, propiedad 100% de

OMIP, hace las funciones de cámara de compensación y contraparte central para las operaciones negociadas en OMIP y asimismo puede actuar como contraparte central para las operaciones cerradas en el mercado OTC.

Los productos negociados son contratos de futuros con diversos alcances temporales y discriminación horaria. Considerando el alcance temporal, en la actualidad es posible negociar:

- Días siguientes al actual
- Semanas siguientes a la actual
- Meses siguientes al actual
- Trimestre siguientes al actual
- Años siguientes al actual

Considerando la discriminación horaria:

- Producto Base (24 h) en España
- Producto Punta (12 h) en España
- Producto Base (24 h) en Portugal.

El producto base es el equivalente a poner en red 1 MWh durante las 24 horas del día. El producto punta considera el periodo desde las 8:00 a las 20:00 de lunes a viernes.

Como ejemplo, la Figura 1 muestra la evolución del precio base del cuarto trimestre de 2013 (Q4-2012) durante el periodo Enero – Diciembre de 2012.

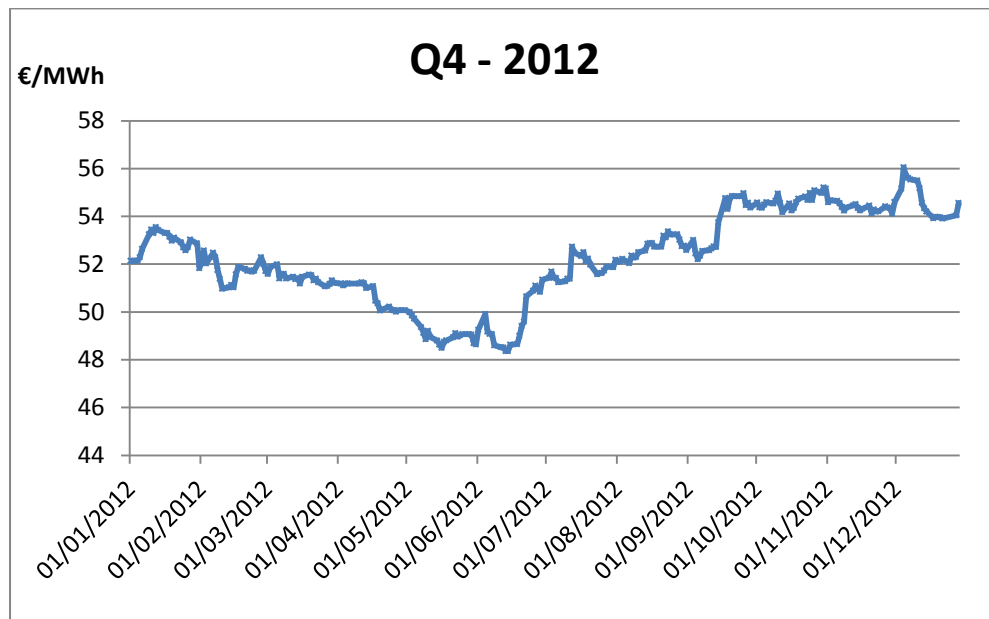


Figura 1: Precio base Q4-2012

Tanto el proceso de negociación llevado a cabo en OMIP como el proceso de compensación en OMIClear es anónimo, no teniendo información los participantes sobre los agentes vendedores y compradores que hay detrás de cada una de las operaciones. Por otra parte, todas las órdenes de compra y venta son públicas para los participantes. Esto permite que las estrategias seguidas por un determinado agente no resulten conocidas para el resto de agentes, favoreciendo una correcta formación del precio.

OMIClear realiza una liquidación diaria de las pérdidas y ganancias del día (“Mark to Market”) durante el periodo de negociación. De esta forma, en caso de cerrarse la posición (compra de la posición contraria) se conoce en dicho momento el resultado.

En caso de mantenerse la posición abierta hasta el día de entrega, la liquidación se realiza considerando los dos precios siguientes:

- Precio de cierre del contrato de futuros del último día de negociación.
- Precio de referencia del mismo producto en el mercado spot.

Si el producto es financiero, se realiza una liquidación de la diferencia entre ambos precios. Por ejemplo, si un agente compró a plazo 1 MWh dejando su posición abierta a vencimiento, y su cotización cerró a un precio de 40 €/MWh y el precio spot es de 45 €/MWh, OMIClear liquidará a su favor 5 €.

Si el producto es físico, las posiciones abiertas se registran en una cuenta de negociación física y se envían al mercado diario de OMIE como ofertas de precios aceptantes. Suponiendo los mismos valores del anterior ejemplo, el agente compra ahora 1 MWh en OMIE y eventualmente paga por ello 45 €/MWh de acuerdo con el precio spot, pero OMIClear realiza la liquidación citada anteriormente y le paga 5 €. Por tanto, el coste de la energía comprada por el agente es de 40 €/MWh, que corresponde al precio de cierre del producto en su último día de negociación.

En ambos casos, el resultado correspondiente a la diferencia de precios entre el día de compra del producto y el último día de negociación se va liquidando diariamente como resultado del “Mark to Market”. Considerando los resultados diarios, el contrato financiero dará como resultado total un ingreso o pago igual a la diferencia entre el precio spot y el precio de compra del futuro. El contrato físico dará como resultado un coste para la compra de energía igual al precio de compra del futuro.

- Contratación bilateral u OTC (over the counter): El mercado OTC comenzó a funcionar en España con una cierta regularidad y organización a partir de los primeros años de la década del año 2000. Previamente solamente se habían realizado operaciones a plazo que podrían entenderse como operaciones bilaterales de carácter singular.

En el mercado OTC la negociación se lleva habitualmente a cabo a través de intermediarios o “brokers”, que garantizan la confidencialidad y el anonimato de las contrapartes durante el periodo de negociación. Una vez cerrada una operación, el “broker” pone en contacto a las partes para que perfeccionen los contratos y se puedan adoptar medidas vinculadas al riesgo de contraparte. Las operaciones cerradas más frecuentemente en el mercado OTC corresponden a productos financieros, en general un producto base con duraciones de meses, trimestres, resto de año y años. No obstante, por la propia esencia del mercado OTC puede ser posible cerrar operaciones específicas, físicas o financieras, a la medida de las necesidades de los agentes.

Cada uno de los agentes debe asumir el riesgo de contraparte o de crédito sin que el broker tenga ninguna responsabilidad al respecto. Es práctica habitual indicar al bróker la lista de “buenas contrapartes” para cada empresa, es decir, aquellas empresas con las que hay línea de crédito suficiente. Se deben tener firmados Acuerdos Marco entre los

diferentes agentes que participan en esta forma de contratación, una vez establecida una primera contratación (normalmente EFET o ISDAS), y posteriormente, tras cada operación cerrada se cruza una confirmación específica, ticket o boleta, que da valor jurídico a la operación, aunque siempre bajo el amparo de dichos Acuerdos Marco.

Dentro de esta opción se pueden incluir operaciones bilaterales cerradas sin ayuda de “brokers”. En estas circunstancias, los agentes o contrapartes se pondrán de mutuo acuerdo en transacciones cuyo formato puede ser a medida de las necesidades de una de las partes y cuyo carácter puede ser físico o financiero.

Como en otros mercados, desde su inicio el volumen del mercado OTC ha sido creciente con el tiempo, experimentando un elevado crecimiento en los últimos años, lo que supone una aproximación al comportamiento de los mercados a plazo en los mercados maduros. En dichos mercados, el volumen de energía negociada a plazo supera en varias veces el volumen del mercado spot. El mercado ibérico aún está lejos de dicha situación, pero la evolución del mercado claramente conduce a ello.

- Contratación bilateral física: Para eludir los riesgos que introduce la volatilidad de los precios del mercado spot, una tendencia natural es buscar acuerdos de compra-venta bilaterales entre generadores y consumidores.

En estos contratos, un agente productor acuerda con un agente consumidor la venta de la energía a un precio fijo dentro de un periodo de tiempo determinado, es decir, se acuerda el precio de venta de la energía en un plazo temporal y forma anticipada. Bajo este esquema, factible dentro del marco Regulatorio del mercado español, esta transacción queda excluida del sistema de fijación de precio del mercado gestionado por OMIE y ambos agentes tienen garantizados sus ingresos y sus costes. Esta estabilidad económica les permite conocer con anticipación sus resultados, de forma independiente a las vicisitudes del mercado eléctrico, posibilitando una planificación económica y una política de inversiones que elimina o reduce estas fuentes de incertidumbre.

El inconveniente del modelo anterior es la dificultad de encontrar contrapartes para unas condiciones concretas de dichos acuerdos bilaterales, y el que sean los propios agentes quienes deban asumir los riesgos de crédito de cada una de sus contrapartes. Sin embargo, la existencia de mercados a plazo elimina dicho inconveniente. Por otra parte, en el mercado español los contratos bilaterales físicos exigen que ambos agentes sean sujetos del mercado y se tiene la obligación de declarar a los Operadores la existencia de la transacción de energía física.

- Subastas CESUR: Las subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso) representan un mecanismo mediante el cual las Comercializadoras de Último Recurso (CURs) pueden adquirir parte de la energía destinada a aquellos de sus clientes que están acogidos a la Tarifa de Último Recurso (TUR). Asimismo, los resultados de las subastas CESUR son utilizados para determinar trimestralmente la citada tarifa TUR. Estas subastas comenzaron en junio del 2007 y desde entonces se están realizando con frecuencia trimestral. Las CURs acuden a ellas para comprar un volumen de energía trimestral, segmentado en dos productos: base y punta. La punta corresponde al periodo de las 8:00 a las 20:00 de lunes a viernes.

El volumen de energía es fijado por el Ministerio mediante Resolución, previa indicación por las CURs de su previsión de demanda a suministrar. De acuerdo a las últimas subastas, el Ministerio determina para la subasta un volumen del orden del 46 % de las necesidades previstas por la comercializadoras.

Esta subasta se lleva a cabo en múltiples rondas con precios descendentes (“descending clock”). En una primera ronda, el precio de salida es elevado y los agentes generadores ofrecen un volumen de energía elevado que supera ampliamente el volumen máximo de compra. En sucesivas rondas, los precios se van reduciendo y el volumen ofrecido por los agentes se reduce. El proceso se detiene, y la subasta se cierra, cuando el volumen ofrecido por los agentes es igual o inferior al volumen de compra fijado para las CURs. Los agentes reciben información incompleta del exceso. Por ejemplo, cuando el exceso es reducido, solamente se informa de que el mismo está por debajo de una cierta cantidad. A modo de ejemplo, en la Tabla 1 se muestra el resultado de la subasta realizada el 21 de Diciembre de 2012:

Ronda	Rango de Exceso de Oferta Total	Precios (Eur/MWh)	
		Base Trimestral	Punta Trimestral
1	Exceso por encima del 200%	67,00	72,00
2	Exceso por encima del 200%	65,57	70,44
3	Exceso por encima del 200%	64,01	68,67
4	Exceso por encima del 200%	62,46	67,20
5	Exceso por encima del 200%	60,88	65,46
6	Exceso entre 175% y 200%	59,45	64,27
7	Exceso entre 125% y 150%	58,54	63,02
8	Exceso entre 100% y 125%	57,78	62,16
9	Exceso entre 100% y 125%	57,15	61,74
10	Exceso entre 66% y 100%	56,54	61,46
11	Exceso entre 66% y 100%	56,11	61,14
12	Exceso entre 0% y 66%	55,72	61,14
13	Exceso entre 0% y 66%	55,44	61,14
14	Exceso entre 0% y 66%	55,19	61,14
15	Exceso entre 0% y 66%	54,93	61,14
16	Exceso entre 0% y 66%	54,69	61,14
17	Exceso entre 0% y 66%	54,40	61,14
18		54,17	61,14

Tabla 1: Sucesivas rondas de una subasta CESUR

Se cierra la subasta en la ronda 18, con un precio para la base trimestral de 54.17€/Mwh, y de 61.14€/MWh para la punta trimestral.

Tras la celebración de la 25ª subasta CESUR el día 19 de Diciembre de 2013, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) decidió invalidar sus resultados alegando “circunstancias atípicas” en el desarrollo de la misma. Según este organismo fueron varios los factores que produjeron una insuficiente presión competitiva (incremento de precios en el mercado spot debido a una situación de alta demanda eléctrica motivado por las bajas temperaturas, de reducida producción energías renovables, de elevada indisponibilidad de instalaciones de generación eléctrica, en especial de centrales inframarginales como las nucleares y de incremento de la cotización del gas natural en las transacciones a corto plazo realizadas en la península y en el sur de Francia). La consecuencia fue que en dicha subasta se registró un volumen calificado agregado antes de iniciarse la subasta muy inferior al de otras subastas con volumen subastado similar, además de registrarse retiradas de volumen agregado en las

primeras rondas superiores a las esperadas, cerrando la subasta en la ronda 7, siendo la ronda de cierre más temprana de todas las subastas CESUR celebradas. El precio del producto base resultante de la subasta 25ª CESUR (61,83 €/MWh) ha alcanzado diferencias superiores a un 7% con respecto a las referencias de precios de los contratos equivalentes en los mercados a plazo.

Este precio hubiera sido trasladado directamente a la fórmula del coste de la energía de la Tarifa de Último Recurso (TUR), dando lugar al denominado “efecto evento” por incluir en dicha fórmula el precio de una única subasta. Ante la necesidad de contar con un sistema definitivo y teniendo en cuenta que el precio debe estar referenciado a los mercados, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha optado por eliminar cualquier tipo de puja y fijar directamente el precio spot del mercado mayorista de la electricidad (pool) durante el periodo de facturación, que suele ser de dos meses.

Así, al final del periodo al usuario se le cobrará el precio medio diario de este mercado en los dos meses anteriores. En el caso de que tengan contador con discriminación horaria, se le aplicará el precio por horas de dicho mercado multiplicado en todos los casos por su consumo. La medida solo afecta a los consumidores que están acogidos a la TUR (16 millones), pero no a los casi 10 millones que aun teniendo este derecho se han pasado al mercado libre.

- Subastas de emisiones primarias de energía: Aunque estas subastas han dejado de producirse y por tanto en la actualidad no es un mecanismo organizado de compra de energía a plazo, lo analizamos a continuación dado su interés, al existir la posibilidad de que volviese a ser organizado y por ser un mecanismo existente en otros países.

Este mecanismo consiste en subastar opciones “CALL” horarias con un precio de ejercicio predeterminado, siendo objeto de subasta la prima pagada por la compra de la opción. Una opción “CALL” da el derecho, pero no la obligación, al comprador de la misma de recibir la energía del vendedor al precio de ejercicio acordado durante un determinado periodo de tiempo. El volumen de energía y el periodo de entrega están asimismo predeterminados. Para disponer del citado derecho, el comprador paga al vendedor de la opción una cantidad de dinero denominada “prima”. El comprador decidirá si ejecuta la opción “CALL” en función del precio que puede obtener por la venta de esta energía en el mercado spot.

Dado el mecanismo de la opción, este tipo de operaciones se denomina en ocasiones “Virtual Power Plant (VPP)”. Es decir, el mecanismo equivale a que el comprador de la opción disponga de una planta de generación a su disposición. El pago de la prima puede asemejarse al coste fijo de la planta y el precio de ejercicio a su coste variable. Las opciones pueden ser físicas o financieras.

En general, los mecanismos de subastas de VPPs han sido utilizados por los Reguladores con el objeto de intensificar la competencia en mercados donde el número de agentes es reducido o hay una importante concentración de los recursos de generación en un solo agente. En España, el regulador estableció en el pasado un total de siete subastas, con el objetivo de reducir la posición dominante de mercado de Endesa e Iberdrola.

Las cinco primeras, reguladas por el Real Decreto 1634/2006, correspondieron a opciones de carácter físico y se subastaron productos base y punta, con plazos de entrega de un trimestre, semestre o año. Estas subastas se celebraron trimestralmente desde Junio del 2007 a Junio de 2008. Las dos últimas subastas, celebradas en Septiembre de 2008 y Marzo de 2009 y reguladas por el Real Decreto 324/2008, correspondieron a opciones financieras y en ellas se subastaron productos base y punta, con plazos de entrega de un semestre o año. En todas las subastas, el volumen de energía a subastar por cada producto era determinado por el Ministerio mediante Resolución.

El proceso de la subasta era de múltiples rondas con precios ascendentes (“ascending clock”). En la primera ronda el precio de la prima de las opciones era reducido, lo que provocaba un valor de la demanda muy superior a la oferta. En rondas sucesivas, el precio de la prima iba aumentando y la demanda se reducía. El proceso de la subasta se detenía, significando el cierre de la subasta, cuando la demanda del producto era igual o inferior a la oferta del mismo.

1.2.2. Mercados spot

Se trata de un mercado de contratación al contado, con un componente de contratación diaria (mercado diario) y un componente de ajustes intradiarios (mercados intradiarios), en el que se establecen programas de venta (producción) y de compra de electricidad para el día siguiente al de la negociación.

Desde el comienzo de la liberalización, en el periodo de Enero de 1998 hasta 2005, la casi totalidad de las transacciones mayoristas de energía se realizaba en el mercado diario. Desde entonces se está observando un crecimiento paulatino de la contratación a plazo, relacionado en gran parte con el Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de Febrero, la entrada en funcionamiento del mercado a plazo organizado de OMIP, y las subastas CESUR.

A continuación se realiza una descripción de los participantes en el mercado diario, de los tipos de ofertas que éstos pueden presentar y del proceso de desarrollo del mercado.

- Sujetos y agentes del mercado:

Los sujetos del mercado son las entidades habilitadas para actuar directamente en el mercado eléctrico como vendedores y/o compradores de electricidad.

La denominación de agentes del mercado se reserva para los sujetos que participen en los mercados diarios o intradiarios de producción. Por tanto, los sujetos del mercado pueden acudir al mismo como agentes del mercado diario o celebrar contratos bilaterales, cuya ejecución, una vez declarados, pasa a ser firme con los mismos derechos y obligaciones que las transacciones del mercado organizado. La ya desaparecida figura de los agentes externos, creada por la Ley 54/1997 y desarrollada por la Orden de 14 de julio de 1998, desaparece con la Ley 17/2007, por la que los agentes externos pasan a ser unos comercializadores más.

El Artículo 14 del Convenio del MIBEL establece que el reconocimiento por uno cualquiera de los dos Estados acreditará automáticamente a un agente (agente ibérico) para poder actuar en el otro, previendo asimismo la armonización de los procedimientos administrativos de autorización y registro sobre la base de la reciprocidad. En este sentido, la Disposición adicional

decimonovena de la Ley 54/1997 (“Capacidad Jurídica de los sujetos del Mercado Ibérico de electricidad”) en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 5/2005, reconoce a los sujetos del sector eléctrico portugués la capacidad para actuar en los mercados de energía eléctrica previstos en el citado convenio, de acuerdo con la normativa vigente en España. Asimismo, y estos efectos, los agentes que actúen por cuenta de otros sujetos del MIBEL tendrán la consideración de representantes.

Pueden actuar como sujetos vendedores del mercado:

- a) Los titulares de aquellas unidades de producción cuya potencia instalada sea superior a 50 MW, sin perjuicio de lo dispuesto en la Disposición transitoria octava de la Ley del Sector eléctrico.
- b) Los titulares de aquellas unidades de producción que a la entrada en vigor de la Ley del Sector eléctrico estén sometidos al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre la determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio público.
- c) Los titulares de unidades de producción que no estén sometidos al régimen previsto en el citado Real Decreto 1538/1987 y cuya potencia instalada sea igual o inferior a 50 MW y superior a 1 MW.
- d) Los autoprodutores a que se refiere el artículo 25.3 de la Ley del Sector eléctrico, una vez abastecidas sus propias instalaciones, las de su matriz o las de sus filiales, cuando su participación sea mayoritaria, en relación con la energía eléctrica excedentaria que tuvieran.
- e) Los agentes externos cuya participación como productores en el mercado de producción de energía autorice el Ministerio de Economía, figuren inscritos en el Registro Administrativo correspondiente y se adhieran a las Reglas de Funcionamiento del Mercado.
- f) Los agentes vendedores que actúen como mediadores a los que se refiere el artículo 17.2 del Real Decreto-Ley 6/2000, en los términos en los que autorice el Ministerio de Economía.
- g) Los comercializadores que hayan realizado un contrato de adquisición de energía con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad en régimen especial.

Los vendedores en el mercado de producción de energía eléctrica están obligados a adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión. Es condición necesaria para que los vendedores citados puedan presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario que las instalaciones de producción de energía eléctrica de las que sean titulares estén debidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica. Por su parte, para actuar como agentes vendedores, aquellos agentes del mercado que ostenten la condición de comercializadores deberán acreditar su inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, en su apartado de comercializadores.

Los titulares de las unidades de producción a los que se refieren las letras a) y b) de este apartado estarán obligados a presentar ofertas económicas de venta de energía eléctrica al operador del mercado por cada una de las unidades de producción de que sean titulares, para

todos y cada uno de los periodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación, salvo en los supuestos previstos en el artículo 25 de la Ley del Sector Eléctrico y cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas.

Los titulares de unidades de producción a los que se refiere la letra c) de este apartado podrán presentar ofertas económicas de venta de energía eléctrica al operador del mercado para aquellos periodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación que estimen oportunos, al igual que los autoprodutores a los que se refiere el apartado d), que podrán presentar ofertas económicas de venta de energía eléctrica por la energía eléctrica excedentaria que tuvieren, para aquellos periodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación que consideren oportunos.

Los comercializadores a los que se refiere la letra g) podrán presentar ofertas económicas de venta de energía eléctrica por la energía adquirida en dichos contratos para los periodos de programación del horizonte diario correspondiente, o vender dicha energía a sus consumidores cualificados, conforme establece el artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000.

A los efectos de la presentación de ofertas de venta de energía eléctrica se entiende por unidad de producción:

- a) De las unidades de producción en régimen ordinario, cada grupo térmico turbogenerador, cada central de bombeo puro, cada unidad de gestión de centrales hidráulicas, en los términos que determina la Orden Ministerial de 29 de Diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de Diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- b) Cada uno de los agentes productores autorizados a la venta de energía en cada una de las interconexiones internacionales en las que tengan autorización.
- c) De las unidades de producción en régimen especial, cada instalación de producción en régimen especial con una potencia instalada superior a 50 MW, y en cada instalación de producción de potencia inferior o igual a 50 MW, cada unidad de gestión de centrales hidráulicas y cada unidad de gestión de un conjunto de aerogeneradores de un parque cuyo titular sea un agente del mercado.
- d) De las unidades de producción en régimen especial, cada conjunto de instalaciones de producción en régimen especial que cumpla las condiciones establecidas en el artículo 17 del Real Decreto-Ley 6/2000, cuyas ofertas sean presentadas por medio de un Agente Vendedor, siempre que figure de forma explícita en la autorización a que se refiere la letra f) del apartado anterior.
- e) Cada uno de los comercializadores que están autorizados a realizar contratos de adquisición en los términos establecidos en el artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000, definirá una unidad de producción diferente por cada una de las fronteras con el sistema eléctrico español peninsular, así como una unidad de producción específica para toda la energía procedente del régimen especial, con las que hará las ofertas de venta al mercado de forma individualizada con cada una de ellas, por la energía que contrate en los términos establecidos en el artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000 y que quiera incorporar al mercado. Con esas mismas unidades de producción podrá ejecutar contratos bilaterales con sus clientes.

De la parte contraria, los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica son los comercializadores, los consumidores directos y los comercializadores de último recurso. Los compradores podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario, siendo condición necesaria para ello que figuren inscritos en el Registro Administrativo correspondiente, y que se adhieran a las Reglas de Funcionamiento del Mercado. Se entiende por unidad de adquisición el conjunto de nudos de conexión a la red por el que el comprador presenta ofertas de adquisición de energía eléctrica.

- a) Los comercializadores de último recurso son las personas jurídicas que tienen acceso a redes de transporte y distribución y que venden energía eléctrica a los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso. Acuden al mercado para adquirir la electricidad que precisen para suministrar a los consumidores a tarifa regulada.
- b) Los comercializadores son las personas jurídicas que tienen acceso a redes de transporte y distribución y que venden energía eléctrica a otros compradores a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la Ley del Sector Eléctrico, en el caso de haber suscrito contratos según el artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000.
- a) Los consumidores directos pueden adquirir energía directamente en el mercado organizado, a través de un comercializador, suscribiendo un contrato bilateral físico con un productor, o bien permaneciendo temporalmente como consumidor a tarifa regulada. Son consumidores cualificados a efectos del mercado:

- I. Los titulares de instalaciones de transporte por ferrocarril, incluido el ferrocarril metropolitano.
- II. Aquellos consumidores cuyo consumo anual de energía eléctrica supere un umbral determinado por el artículo 1 del RD 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes.
- III. Todos los consumidores cuyo suministro se realice a tensiones nominales superiores a 1.000 voltios.
- IV. Los autoprodutores a que se refiere el artículo 25.3 de la Ley del Sector Eléctrico tendrán la consideración de consumidores cualificados por su consumo de energía eléctrica efectivo, entendiendo por tal tanto el procedente de la energía eléctrica suministrada por terceros como el procedente de su producción.

Los consumidores cualificados que hubieren optado por adquirir la energía eléctrica a tarifa regulada podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado por el exceso no cubierto por la tarifa correspondiente en los términos y condiciones establecidos en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica deberán prestar garantías suficientes cuya aceptación corresponde al operador del mercado, en los términos que se establecen en las presentes Reglas para garantizar a los vendedores el cobro íntegro de la energía eléctrica suministrada en el mercado de producción al precio final de la misma, con el límite del importe cubierto por las garantías referidas.

- Ofertas de venta y compra en el mercado diario:

Las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser simples o complejas en razón de su contenido.

A los efectos de lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado son ofertas simples las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten para cada período horario de programación y unidad de producción de la que sean titulares, con expresión de un precio y de una cantidad de energía. Para cada período horario de programación dentro de un mismo horizonte diario de programación pueden existir hasta un máximo de 25 tramos de capacidad de producción para una misma unidad de producción, con un precio diferente para cada uno de dichos tramos, siendo éste creciente. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en la casación.

Las ofertas complejas son aquellas ofertas de venta de energía eléctrica que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan todas o alguna de las condiciones que se relacionan a continuación. Estas condiciones las incorporará el operador del mercado en el algoritmo de casación en los términos que se describirán más adelante. Las condiciones que se pueden incorporar en las ofertas complejas son las siguientes:

- a) Condición de indivisibilidad: La condición de indivisibilidad implica el derecho para el productor de que si se produce la aceptación por el operador del mercado de la oferta económica de venta de energía eléctrica, y si el tramo indivisible de la oferta resulta casado, la aceptación de la oferta lo sea por toda la energía eléctrica ofertada y nunca por una fracción de la misma.
Los vendedores sólo pueden incorporar la condición de indivisibilidad a la oferta económica de venta de energía eléctrica por cada unidad de producción para el tramo de menor precio de oferta de los 25 tramos de capacidad de producción posibles en cada período horario de programación.
Las unidades de gestión hidráulica no podrán incorporar esta condición salvo que se trate de centrales de régimen fluyente.
- b) Condición de ingresos mínimos: Los vendedores pueden incluir como condición en las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que presenten por cada unidad de producción, que dicha oferta sólo se entienda presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos que se expresarán como una cantidad fija en euros y, como una cantidad variable expresada en euros por MWh.
En el caso de que se presenten ofertas para una unidad de producción con más de doce tramos a precio cero, no se podrá incluir en la oferta la condición de ingresos mínimos.
La condición de ingresos mínimos no podrá ser tal que el ingreso solicitado supere en más de un 100% al ingreso resultante de la aceptación completa de la oferta al precio ofertado.
- c) Condición de parada programada: Es una condición que los vendedores pueden incluir en la oferta económica de venta de energía eléctrica que presenten para una unidad de producción, para el caso de que estas ofertas no resulten casadas por aplicación de la condición de ingresos mínimos. Esta condición supone que las ofertas puedan ser consideradas como ofertas simples en el primer tramo de los tres primeros períodos horarios de programación del horizonte diario de programación. La energía eléctrica ofertada que incorpore la condición de parada programada deberá ser decreciente durante los referidos tres períodos horarios de programación. La condición de gradiente

de carga (ver a continuación) no será de aplicación a las ofertas económicas de venta de energía eléctrica en estos tres períodos horarios de programación.

En todo caso, las ofertas rechazadas por la condición de ingresos mínimos que tienen la condición de parada programada son también no divisibles, salvo en lo establecido en las reglas de reparto, sin que pueda existir ningún otro tramo de producción no divisible en el mismo periodo de programación.

- d) Condición de gradiente de carga: Consiste en establecer para cada unidad de producción una diferencia máxima de variación de capacidad de producción al alza o a la baja de la misma, entre dos períodos horarios de programación consecutivos, pudiendo incluirse también la que corresponde al arranque y parada de dicha unidad de producción. Esta condición se expresará en MW/minuto, con un solo decimal, y el resultado de su aplicación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima de producción de dicha unidad de producción. Esta condición habrá de respetar la variación lineal de la producción de la unidad recogida en la oferta económica de venta de energía eléctrica presentada por el vendedor en el período horario de programación correspondiente.

Las ofertas de venta deberán recibirse en los servidores de información del operador del mercado antes del cierre del período de aceptación de ofertas, por el medio electrónico que este habilite al efecto. El operador del mercado informará a los vendedores del resultado de las verificaciones de sus ofertas y del resultado del proceso de casación a través del sistema de información del operador del mercado.

En cuanto a las ofertas de compra, los compradores podrán presentar ofertas de adquisición por cada unidad de adquisición para cada período horario de programación. A estos efectos, se considera una unidad de adquisición los nudos o conjuntos de nudos de conexión a la red para los que el comprador presenta ofertas de adquisición de energía eléctrica.

Dichas ofertas expresarán una cantidad y un precio (en caso de no ser una oferta rígida de adquisición) para cada tramo de energía, pudiendo existir para cada período horario de programación hasta 25 tramos de adquisición de energía para una misma unidad de adquisición, con diferentes precios para cada uno, que deberán ser necesariamente decrecientes.

- Secuencia de desarrollo del mercado y algoritmo de casación:

El operador del mercado realiza la casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica (recibidas antes de las 12:00 horas del día anterior), por medio del método de casación simple o compleja, según concurren ofertas simples o que existan ofertas que incorporen condiciones complejas. A los efectos de las Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por algoritmo de casación al conjunto ordenado y finito de operaciones matemáticas que permite obtener en cada período horario de programación el precio marginal correspondiente a la oferta económica de venta de energía eléctrica realizada por el titular de la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía eléctrica.

El método de casación simple es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada unidad de producción y adquisición *para cada periodo horario de programación*, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- 1) El operador del mercado establece el orden de precedencia económica de las ofertas de venta partiendo de la más barata, hasta llegar a la más cara necesaria para cubrir la demanda de energía eléctrica en dicho período horario de programación. De esta forma se determina la curva agregada de oferta de energía eléctrica añadiendo por orden ascendente el precio de las cantidades de energía eléctrica ofertadas con independencia de la unidad de producción a la que dichas cantidades correspondan.
- 2) El operador del mercado determina la curva agregada de demanda de energía eléctrica, añadiendo por orden descendente de precio las ofertas de adquisición aceptadas.
- 3) Se calcula el punto de cruce de las curvas de oferta y de demanda, y se obtiene del precio marginal, correspondiente a la oferta económica de venta realizada por la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía eléctrica.
- 4) Para cada oferta de venta se fija la correspondiente asignación a esa unidad de producción, siempre que el precio de dicha oferta sea inferior o igual al precio marginal del periodo de que se trate, y siempre que exista energía eléctrica suficiente demandada a dicho precio o superior.
- 5) Por cada oferta de adquisición, se asigna la cantidad correspondiente al comprador, siempre que el precio de dicha oferta de adquisición sea superior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho período horario de programación, y exista energía eléctrica suficiente ofertada a precio inferior o igual al marginal.
- 6) Al ser las curvas agregadas de producción y demanda de energía eléctrica curvas discretas por escalones, el cruce de las mismas puede originar una indeterminación en la asignación de energía eléctrica que precise la aplicación de un criterio de reparto, en alguno o algunos de los períodos horarios de programación. Este reparto puede corresponder a ofertas de adquisición o de venta de dicha energía eléctrica. En este supuesto y cuando el cruce de las curvas agregadas de oferta y de demanda de energía eléctrica se produzca en un tramo horizontal de cualquiera de ellas o de ambas, el operador del mercado procederá del modo siguiente:
 - a. En el caso de exceso de oferta de venta de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía eléctrica que figuren en el tramo de las ofertas económicas de venta de los vendedores por aquellas unidades de producción cuyo precio coincida con el precio marginal del período horario de programación de que se trate.
 - b. En el caso de exceso de demanda de adquisición de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía eléctrica incorporadas en los tramos de aquellas ofertas de adquisición cuyo precio coincida con el precio de la última oferta de adquisición aceptada.

El método de casación compleja obtiene el resultado de la casación a partir del método de casación simple, al que se añaden las condiciones de indivisibilidad y gradiente de carga, obteniéndose la casación simple condicionada. Mediante un proceso iterativo se ejecutan varias casaciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de oferta casadas cumplen la condición de ingresos mínimos así como de parada programada, siendo esta solución la primera

solución final provisional, obtenida considerando una capacidad ilimitada en las interconexiones internacionales. Mediante un proceso iterativo se obtiene la primera solución final definitiva que respeta la capacidad máxima de interconexión internacional, considerando tanto las ofertas realizadas al mercado diario, como las ejecuciones de contratos bilaterales físicos con afectación expresa a las interconexiones externas al Mercado Ibérico.

En caso de congestión interna en el Mercado Ibérico (congestión en la interconexión entre los sistemas eléctricos español y portugués) se repite el proceso descrito previamente realizándose una separación de mercados (Market Splitting) que obtiene un precio en cada zona del Mercado Ibérico, sin congestión interna entre ambos sistemas eléctricos.

El precio en cada periodo horario será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada, en caso de no existir separación de mercados. En caso de existir separación de mercados, el precio del país exportador se establecerá como el precio de la última oferta casada de venta de las localizadas en su zona, y el precio del país importador se establecerá como el máximo de los precios obtenidos en las dos casaciones correspondientes a ambas zonas.

Como resultado de la casación, el operador del mercado obtiene el Resultado de la Casación, esto es, la programación de entrada en la red establecida por el operador del mercado a partir de la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica y en el que se determina, para cada periodo horario de un mismo horizonte diario, el volumen de energía eléctrica a producir para cubrir la demanda de dicha energía eléctrica. El Programa Base de Funcionamiento es el programa diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa, publicado a las 13:00 horas, es establecido por los operadores del sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario realizado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo español, y la comunicación de la ejecución de contratos bilaterales. Dentro del proceso del mercado diario y a continuación de la obtención del Programa Diario Base de Funcionamiento, los operadores del sistema obtienen antes de las 16:00 el Programa Diario Viable mediante la incorporación de las modificaciones necesarias para la resolución de las restricciones técnicas identificadas por criterios de seguridad, en su zona respectiva, y la aplicación del reequilibrio posterior de generación-demanda, en su zona respectiva.

La casación incorpora las posiciones abiertas trasladadas desde el mercado a plazo para las que se ha solicitado entrega física, la información relativa a la ejecución, cuando ésta se produzca por entrega física, de las subastas reguladas (las emisiones primarias y las subastas CESUR han pasado a liquidarse ya sólo de forma financiera) y los resultados de las subastas de capacidad en las interconexiones.

Como se indicó anteriormente, las ofertas presentadas al mercado diario por los agentes vendedores para cada una de las horas del día siguiente, son ordenadas por precio ascendente, resultando así la curva de oferta del mercado para cada hora.

Las centrales nucleares y de régimen especial suelen aparecer en la parte baja de la curva de la zona española, al ser su coste de oportunidad muy bajo. A diferencia de España, las

instalaciones de régimen especial en Portugal no participan en el mercado de producción, sino que su producción es vendida al comercializador de último recurso, y es éste quien incorpora su producción en sus ofertas de adquisición como una menor demanda.

También en este tramo se encontraría la oferta precio aceptante de los vendedores en las primeras ocho subastas CESUR (liquidación con entrega física), equivalente a sus compromisos en las subastas CESUR.

Las centrales hidráulicas regulables suelen aparecer en la parte alta de la curva, ya que su coste de oportunidad es elevado en función del precio que esperan recibir en otro momento en el mercado o en función de la tecnología sustituida. Por el contrario las centrales fluyentes suelen aparecer en la parte baja de la curva, al no poder almacenar el agua para otros momentos.

En el tramo intermedio de la curva de oferta se encontrarían las centrales de ciclo combinado y de carbón ordenadas en función de sus rendimientos, y de las condiciones de sus contratos de suministro.

En el tramo más alto de la curva de oferta se encontrarían las centrales de fueloil, que en el caso de Portugal han servido para la cobertura de la demanda en épocas extremas del año. Asimismo, se encontraría la parte de la potencia hidráulica que contara con escasas reservas.

La mayoría de las ofertas de centrales térmicas suelen incluir condiciones mientras que las ofertas de centrales hidráulicas no incorporan condiciones complejas.

En cuanto a la curva de la demanda (que incorpora las ofertas de compra en orden descendente), la demanda correspondiente a los suministros regulados aparecería en la parte más alta de la curva, utilizando el precio instrumental, mientras que en la parte media y baja aparecería el consumo correspondiente a las centrales de bombeo y a los comercializadores para sus suministros en mercado libre. Las ofertas de adquisición en el mercado diario no pueden incorporar condiciones complejas.

Cabe destacar el creciente volumen de energía adquirido por los comercializadores para sus suministros en España desde el 1 de julio de 2008, como consecuencia de la desaparición de la tarifa integral de alta tensión. Igualmente cabe señalar el incremento de las compras de los comercializadores para su suministro en Portugal a partir de 2009, motivado por el establecimiento de un déficit ex-ante, y por la incorporación de una previsión del coste de la energía en las tarifas reguladas que ha resultado superior al coste real.

Las declaraciones de entrega física procedentes del requerimiento de contratación de energía en OMIP se consideran a todos los efectos como ofertas simples de adquisición a precio instrumental.

Los vendedores en las ocho primeras subastas CESUR (liquidación con entrega física) tienen que formular una oferta de compra a precio instrumental en el mercado diario equivalente a sus compromisos en las subastas CESUR. En el caso de las cinco primeras subastas de Emisiones Primarias de Energía, también los participantes en el mercado tuvieron que utilizar el mercado diario para hacer frente a sus compromisos de participación en las mismas.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

Del cruce entre la curva de oferta (línea naranja) y de la demanda (línea azul) para cada hora resultaría el precio de equilibrio del mercado, como muestra la Figura 2. Por la aplicación de las condiciones complejas de las unidades de venta, algunas unidades resultarían eliminadas de la casación, desplazándose el precio de equilibrio final del mercado hasta el cruce entre la línea roja y la azul.



Figura 2: Precio de equilibrio de mercado. Interconexiones no saturadas

La solución anterior correspondería a una hora en la que existiera un único precio para todo el MIBEL.

Por el contrario, si el equilibrio encontrado correspondiera a una utilización de la interconexión superior a su capacidad, entonces se produciría una separación de mercados. Es decir, tal y como muestran la Figura 3 para España y la Figura 4 para Portugal, la curva de demanda de España y la curva de oferta de Portugal serían incrementadas en el valor de la capacidad de la interconexión, alcanzándose un precio de equilibrio diferente para cada zona (cruce de la línea azul y roja en España y de la línea amarilla y roja en Portugal).



Figura 3: Precio de equilibrio de mercado en España. Interconexiones saturadas

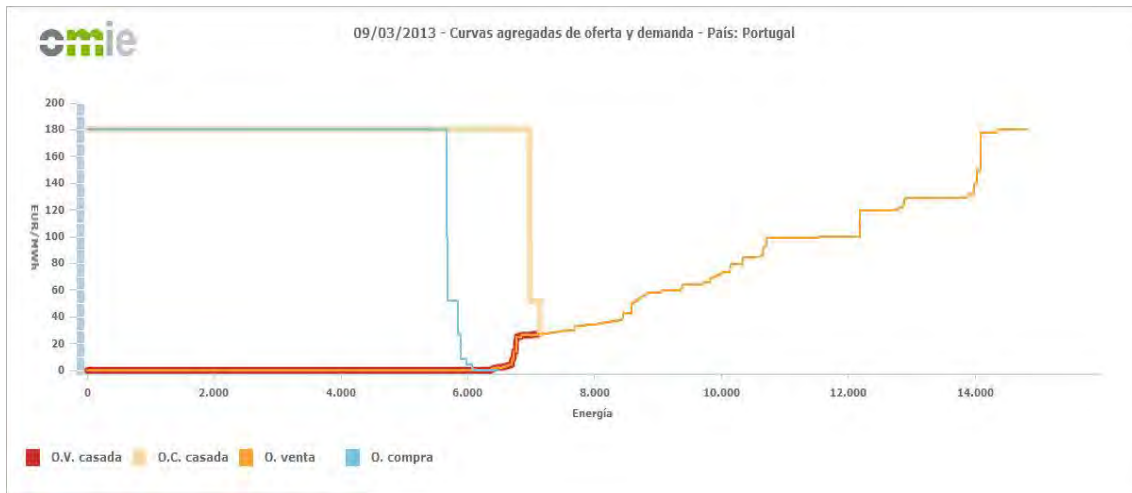


Figura 4: Precio de equilibrio de mercado en Portugal. Interconexiones saturadas

- Análisis de formación de precio en el mercado diario:

El mercado diario ha constituido el punto de encuentro de oferta y demanda, operando de forma fiable y representativa desde el 1 de enero de 1998, para el sistema español, y desde el 1 de Julio de 2007, también para el portugués.

Los precios medios mensuales del mercado diario en el sistema eléctrico español durante el año 2012 han variado entre un máximo correspondiente al mes de Junio de 2012 (53,50 €/MWh), y un mínimo correspondiente al mes de abril de 2012 (41,21 €/MWh). Para el 21,0% de las sesiones del mercado, la diferencia entre precios máximos y mínimos oscila entre 10 y 20 €/MWh. El precio medio aritmético del año 2012 es de 47,23 €/MWh.

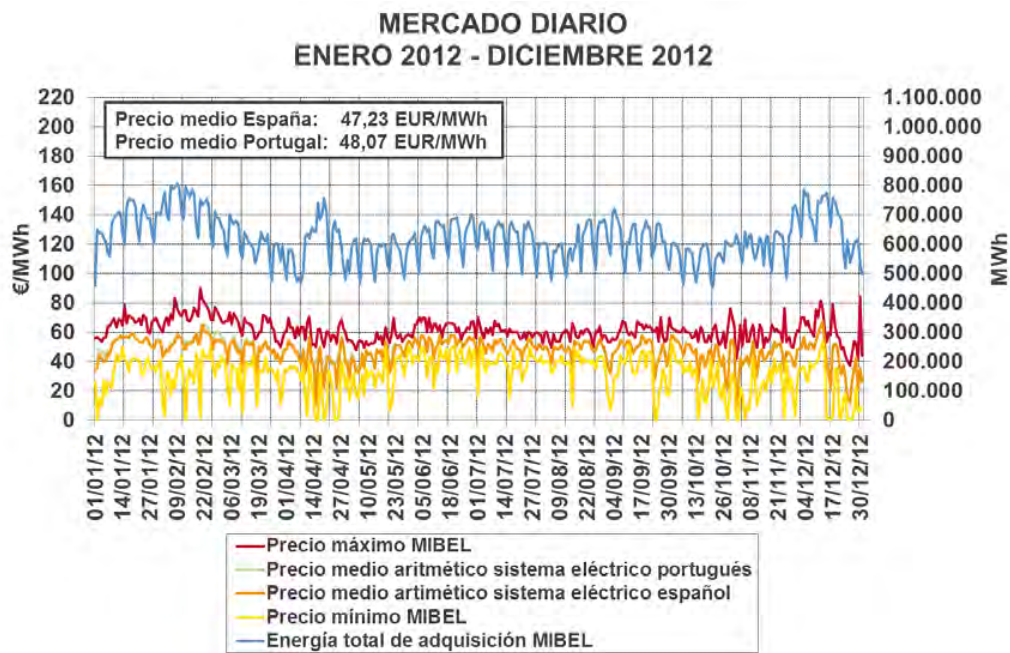


Figura 5: Precios y energías en el mercado diario, 2012

Las energías indicadas en la Figura 5 se corresponden con la energía comprada en el sistema eléctrico español más el saldo en la interconexión con Portugal. Este saldo se incluye desde la

entrada en funcionamiento, el día 1 de Julio de 2007, del proceso de consolidación de mercados entre España y Portugal. La energía en el programa resultante de la casación en el mercado diario tiene un máximo en febrero de 2012, con 17.254 GWh.

La evolución del precio medio mensual del mercado diario en España desde Enero de 2008 puede verse en la Figura 6.

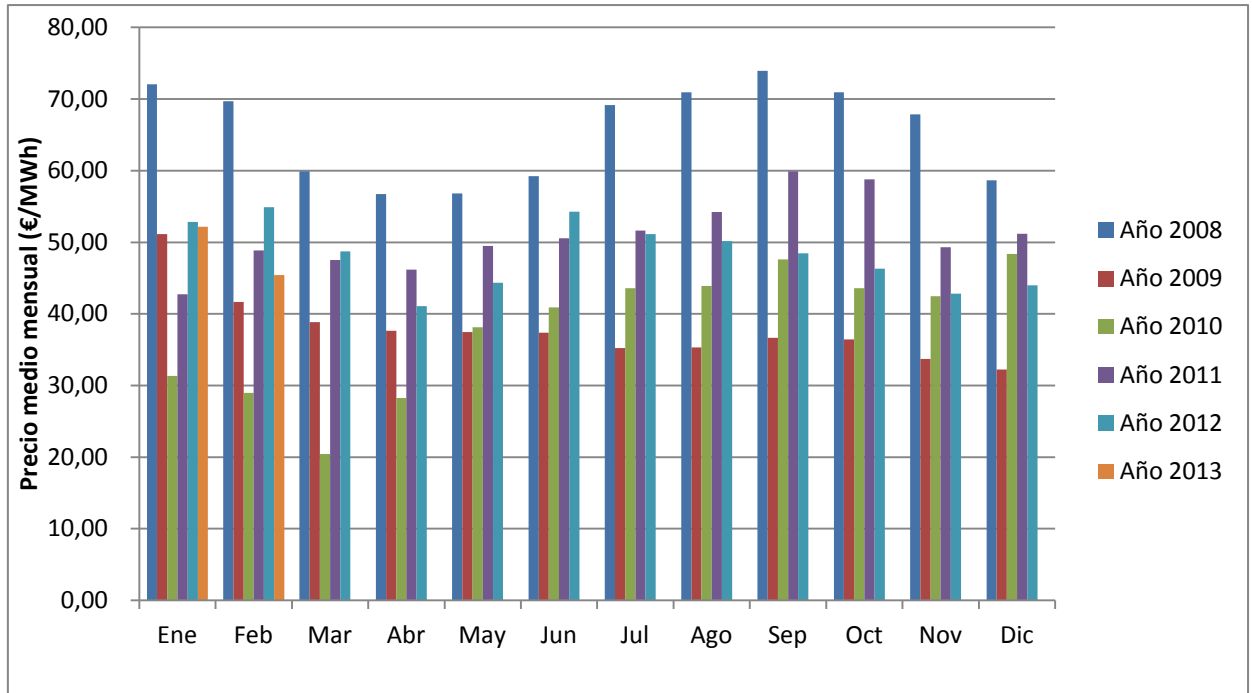


Figura 6: Precios medios mensuales, 2008-13

En general el precio de Portugal es superior al de España. Esta diferencia de precios es consecuencia de la separación de mercados motivada por la existencia de congestiones en la interconexión. Los periodos en los que se registra una mayor diferencia (spread) son los meses de mayor demanda, en los que el fueloil se ha situado como tecnología marginal en Portugal. Este hecho, unido al coste tan elevado asociado a la producción con fueloil, muy superior al coste de una central de ciclo combinado en esos meses, hace que aumente el spread registrado en esos periodos.

El spread de precios horarios España-Portugal se ha ido reduciendo desde la entrada en funcionamiento del MIBEL (ver Figura 7). En 2007, el spread medio superó los 10 €/MWh durante todas las horas del día. Sin embargo, a partir de 2008, el spread resulta más significativo en las horas valle y en las llano frente a las punta, manteniéndose este mismo comportamiento en los sucesivos años, aunque con spreads más reducidos del entorno de los 0.6 €/MWh.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

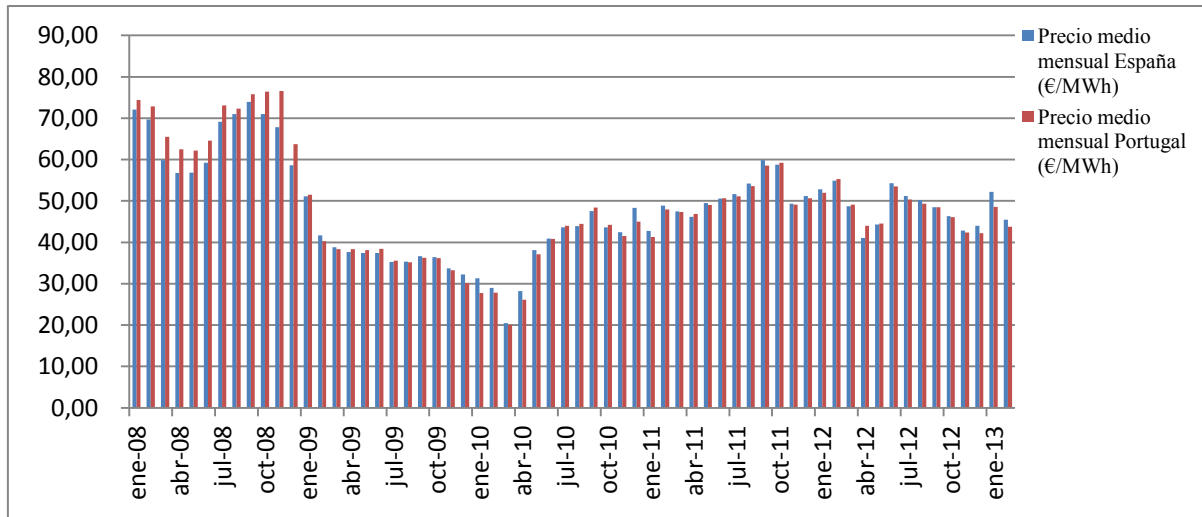


Figura 7: Precios medios mensuales para España y Portugal, 2008-12

La Tabla 2 muestra la evolución del volumen de energía y de contratación en el año 2012. La energía y el importe en cada sistema eléctrico, español y portugués, se refieren a las ventas. La diferencia entre el valor de la contratación de cada sistema y el valor de la contratación en el MIBEL es la renta de la congestión.

De las energías mostradas en la Tabla 2, la mayor parte de las adquisiciones corresponden a comercializadores (excepto los de último recurso) y a consumidores directos en el mercado diario. Por ejemplo, para el mes de Diciembre de 2012, las compras de estos últimos ascendieron a 10.368 GWh, lo que representa el 63,73% de la energía adquirida en el mercado diario. Las adquisiciones realizadas por los comercializadores de último recurso en el mercado diario en el sistema eléctrico español en Diciembre de 2012 han sido de 2.929 GWh, lo que representa el 18,01% de la energía adquirida en el mercado diario. El resto de compras en el mercado diario corresponden a exportadores de energía a través de las interconexiones internacionales, y a consumos de bombeo.

MERCADO DIARIO. SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO								
Mes	SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL			SISTEMA ELÉCTRICO PORTUGUÉS			ENERGÍA	CONTRATACIÓN (Inc. Renta Congestión)
	ENERGÍA	CONTRATACIÓN	PRECIO MEDIO	ENERGÍA	CONTRATACIÓN	PRECIO MEDIO		
	GWh	kEUR	EUR/MWh	GWh	kEUR	EUR/MWh		
ENERO	16.794	887.144	51,06	3.791	204.908	51,95	20.584	1.093.350
FEBRERO	17.254	946.768	53,48	3.905	223.640	56,26	21.159	1.172.013
MARZO	15.230	741.987	47,57	3.478	175.400	49,13	18.708	918.868
ABRIL	14.820	608.508	41,21	3.052	138.065	43,98	17.872	747.665
MAYO	14.541	644.510	43,58	3.238	148.408	44,52	17.778	793.793
JUNIO	15.905	862.803	53,50	3.098	168.223	53,53	19.000	1.031.068
JULIO	15.775	806.953	50,29	3.458	177.038	50,35	19.233	984.047
AGOSTO	15.074	756.228	49,34	3.511	175.853	49,34	18.584	932.081
SEPTIEMBRE	15.136	733.705	47,59	3.503	172.622	48,49	18.639	906.784
OCTUBRE	14.101	652.493	45,65	3.275	155.919	46,11	17.376	808.849
NOVIEMBRE	14.383	613.765	42,07	3.891	173.489	42,39	18.254	787.417
DICIEMBRE	16.777	738.201	41,73	3.930	176.219	42,18	20.707	914.649
TOTAL	185.770	8.993.045	47,23	42.128	2.089.764	48,07	227.894	11.090.584

Tabla 2: Contratación mensual en el MIBEL, 2012

La Tabla 3 muestra el reparto de compras en el mercado diario para el año 2012:

ENERGÍA (GWh) Y PORCENTAJES RESPECTO AL MERCADO DIARIO SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL						
MES	Comercializadoras (excepto CUR) y consumidores directos		Comercializadoras de último recurso		Total	
2012 - ENERO	10.041	63,24%	3.146	19,81%	13.186	83,06%
2012 - FEBRERO	10.678	64,36%	3.028	18,25%	13.706	82,61%
2012 - MARZO	8.981	62,03%	2.773	19,15%	11.754	81,18%
2012 - ABRIL	8.874	63,43%	2.456	17,56%	11.330	80,99%
2012 - MAYO	9.080	65,77%	2.183	15,81%	11.263	81,58%
2012 - JUNIO	10.381	68,34%	2.246	14,78%	12.626	83,12%
2012 - JULIO	9.886	65,29%	2.522	16,65%	12.408	81,94%
2012 - AGOSTO	9.585	65,15%	2.439	16,58%	12.024	81,73%
2012 - SEPTIEMBRE	9.587	65,27%	2.325	15,83%	11.912	81,10%
2012 - OCTUBRE	8.159	61,20%	2.487	18,66%	10.646	79,86%
2012 - NOVIEMBRE	9.168	64,28%	2.415	16,93%	11.583	81,21%
2012 - DICIEMBRE	10.368	63,73%	3.018	18,56%	13.386	82,29%
TOTAL	114.787	64,37%	31.038	17,40%	145.825	81,77%

Tabla 3: Compras mensuales en el MIBEL, 2012

Durante el año 2012, la producción por tecnologías en el sistema eléctrico español ha sido la indicada en la Figura 8 con datos diarios, y en la Figura 9 con datos agregados para el año 2012, así como en la Tabla 4.

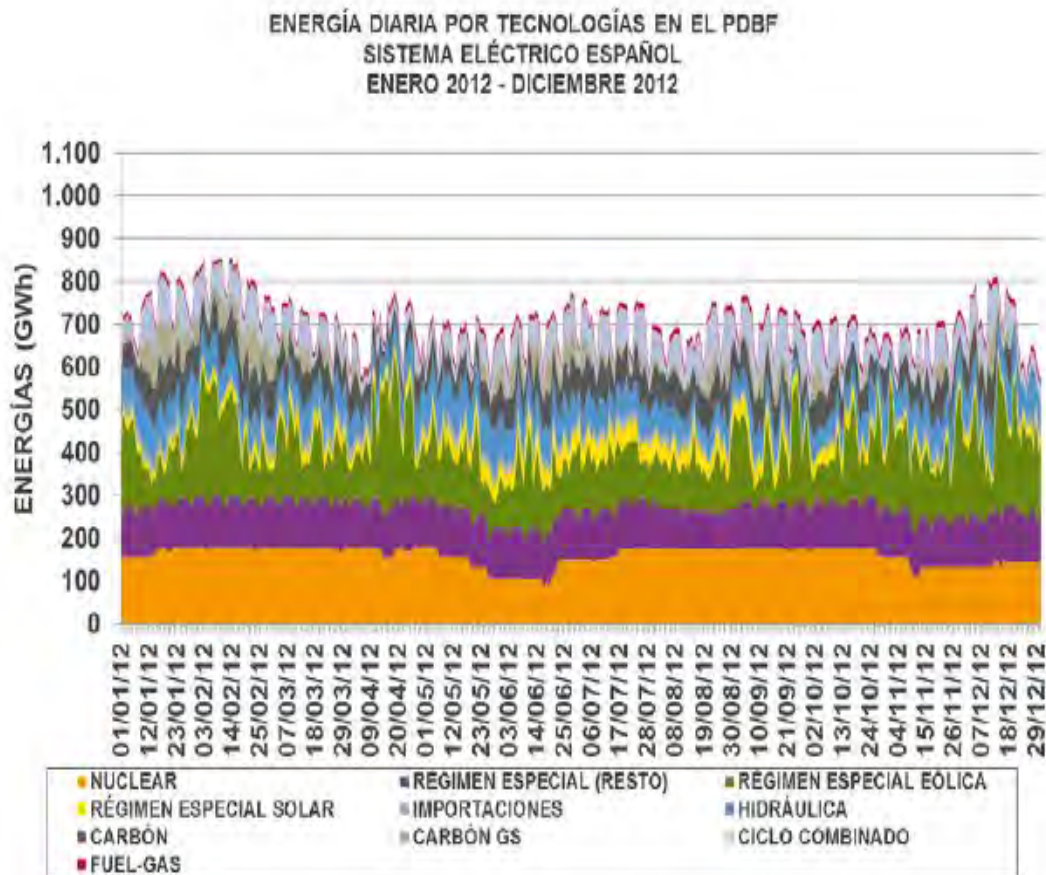


Figura 8: Generación por tecnologías en el sistema español. Datos diarios

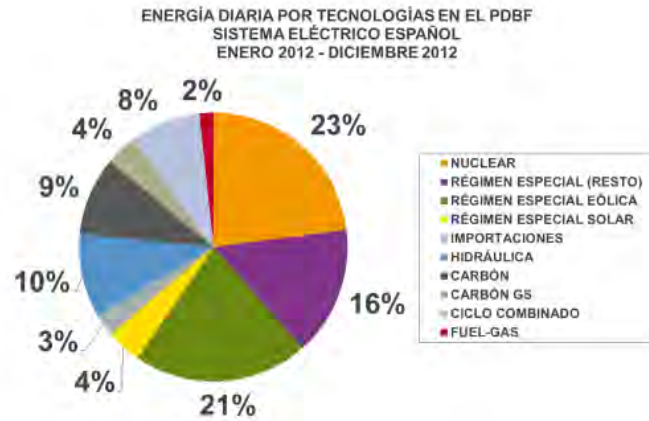


Figura 9: Generación por tecnologías en el sistema español. Totales

ENERGÍA PDBF(Wh) SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL																	
	Nuclear		Importaciones		Hidráulica		Carbón		Carbón GS		Fuel-Gas		Ciclo Combinado		Regimen Especial a Mercado		TOTAL
2012 - ENERO	5.204	22,5%	876	3,8%	2.482	10,7%	2.427	10,5%	1.680	7,3%	331	1,4%	2.040	8,8%	8.079	34,9%	23.118
2012 - FEBRERO	5.168	22,3%	340	1,5%	2.034	8,8%	2.451	10,6%	1.632	7,0%	300	1,3%	2.034	8,7%	9.209	39,8%	23.168
2012 - MARZO	5.511	25,4%	713	3,3%	2.222	10,2%	2.114	9,7%	754	3,5%	314	1,4%	1.518	7,5%	8.466	39,0%	21.712
2012 - ABRIL	5.228	25,6%	515	2,5%	1.806	8,8%	1.645	8,1%	172	0,8%	373	1,8%	1.002	4,9%	9.671	47,4%	20.411
2012 - MAYO	4.500	21,8%	658	3,2%	2.926	14,2%	1.715	8,3%	358	1,7%	383	1,9%	1.417	6,9%	8.577	42,0%	20.635
2012 - JUNIO	3.539	17,0%	650	3,1%	2.341	11,3%	2.214	10,7%	1.404	6,8%	351	1,7%	1.579	8,1%	8.605	41,4%	20.782
2012 - JULIO	5.095	23,3%	632	2,9%	2.105	9,6%	2.331	10,7%	629	2,9%	352	1,6%	2.129	9,7%	8.609	39,3%	21.882
2012 - AGOSTO	5.463	25,8%	592	2,8%	1.740	8,2%	2.429	11,5%	737	3,5%	377	1,8%	2.273	10,7%	7.564	35,7%	21.174
2012 - SEPTIEMBRE	5.301	25,3%	378	1,8%	1.480	7,1%	1.859	8,9%	728	3,5%	389	1,9%	2.398	11,4%	8.433	40,2%	20.967
2012 - OCTUBRE	5.406	25,8%	381	1,8%	1.914	9,1%	2.005	9,6%	563	2,7%	396	1,9%	1.953	9,3%	8.306	39,7%	20.923
2012 - NOVIEMBRE	4.103	20,7%	378	1,9%	2.148	10,8%	1.708	8,6%	344	1,7%	361	1,8%	1.582	8,5%	9.074	45,8%	19.798
2012 - DICIEMBRE	4.353	20,0%	458	2,1%	2.420	11,1%	1.419	6,5%	598	2,7%	401	1,8%	1.798	8,3%	10.333	47,4%	21.800
TOTAL	58.881	23,0%	6.581	2,6%	25.518	10,0%	34.316	9,5%	9.600	3,7%	4.328	1,7%	22.013	8,6%	105.025	41,0%	256.362

Tabla 4: Generación mensual por tecnologías, 2012

En los primeros años de funcionamiento del mercado español la tecnología marginal fue habitualmente el fuel o el gas en ciclo abierto. Sin embargo, ya en la etapa de creación del MIBEL, la progresiva obsolescencia de esas centrales y la extraordinaria expansión de las turbinas de gas en ciclo combinado han llevado a estas últimas a marcar el precio (bien sea por sí mismas o como precio sombra del agua turbinada en su lugar) en la mayor parte de las horas del año. Hay que destacar también que, debido al efecto de la entrada en vigor del Real Decreto del carbón nacional y de la asignación de estas centrales por garantía de suministro, en los periodos donde el precio del mercado diario es mayor son las centrales térmicas de carbón nacional las que se convierten en tecnología marginal, dado que los agentes están obligados a ofertar estas centrales a su coste variable de operación en el mercado diario, limitándose así la entrada de tecnologías más caras. En Portugal, las tecnologías marginales han sido principalmente el ciclo combinado y la hidráulica, con una participación mayor de esta última que en España. Adicionalmente, cabe señalar la presencia significativa en esta zona del fueloil como tecnología marginal a finales del año 2007 y 2008, coincidiendo con periodos de bajas temperaturas y por tanto, de demanda elevada.

En la Figura 10 y la Figura 11 puede apreciarse esta evolución por tecnologías comentada anteriormente para España y Portugal respectivamente.

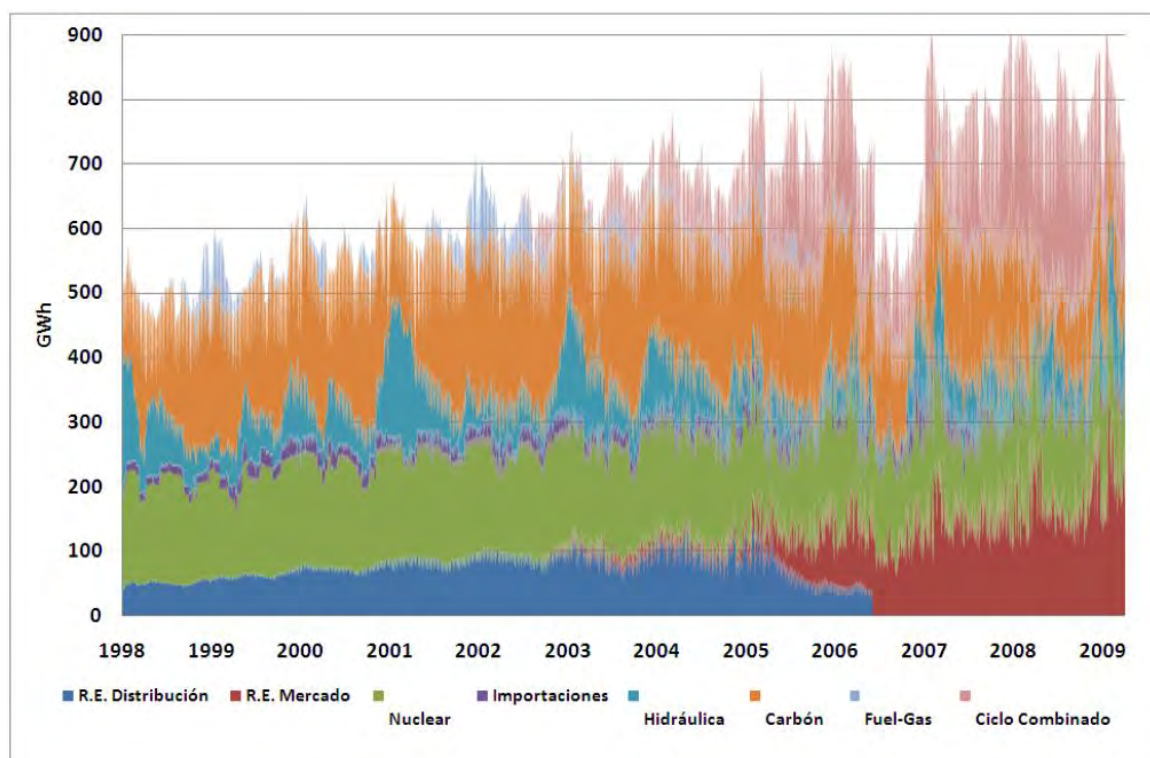


Figura 10: Energía generada con diferentes tecnologías, ordenada por precio de oferta. España

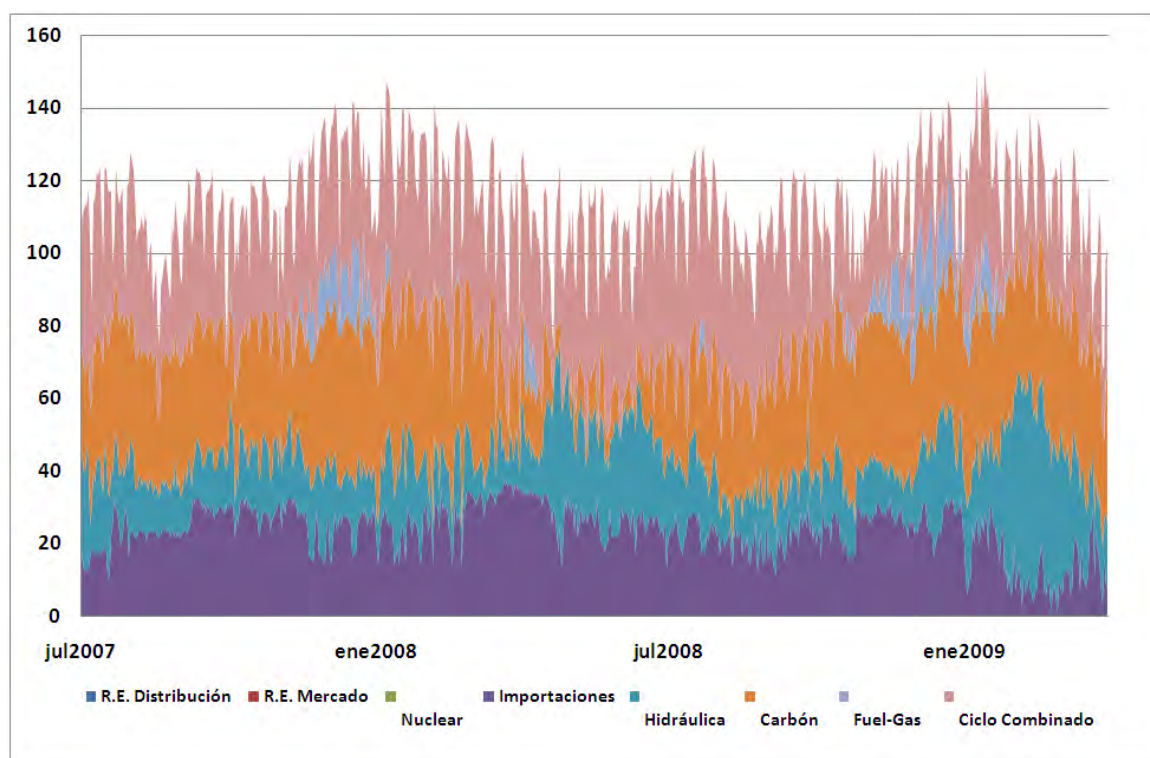


Figura 11: Energía generada con diferentes tecnologías, ordenada por precio de oferta. Portugal

En el conjunto del sistema MIBEL, en datos actualizados hasta 2012 puede apreciarse la misma tendencia, como se muestra en la Figura 12:

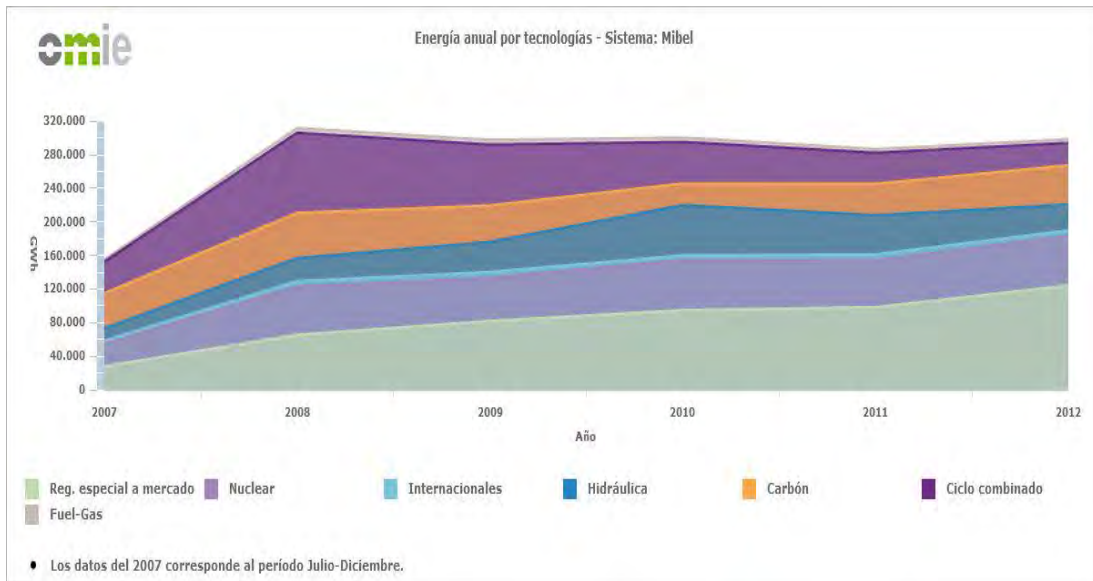


Figura 12: Energía generada con diferentes tecnologías, ordenada por precio de oferta. MIBEL

El importante aumento de las energías de régimen especial supone una reducción del número de horas de funcionamiento de los ciclos combinados. Así mismo, las centrales de carbón, que hasta 2010 iban reduciendo su casación en el mercado, a partir de la puesta en marcha de la Garantía de Suministro (de la que se hablará más adelante) han recuperado su cuota de mercado.

Comparando el año 2012 con el anterior, se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español en el periodo enero 2012 - diciembre 2012 ha ascendido a 185,8 TWh y 8.993,0 millones de euros, lo que supone un aumento del 0,4% y un descenso del 4,2%, respectivamente, respecto al periodo enero 2011 - diciembre 2011.
- El precio medio del mercado diario en el sistema eléctrico español correspondiente al periodo Enero 2012-Diciembre 2012 ha sido de 47,23 EUR/MWh, lo que supone un descenso del 5,4% respecto al periodo Enero 2011-Diciembre 2011. La Figura 13 recoge la evolución del precio medio durante este periodo.

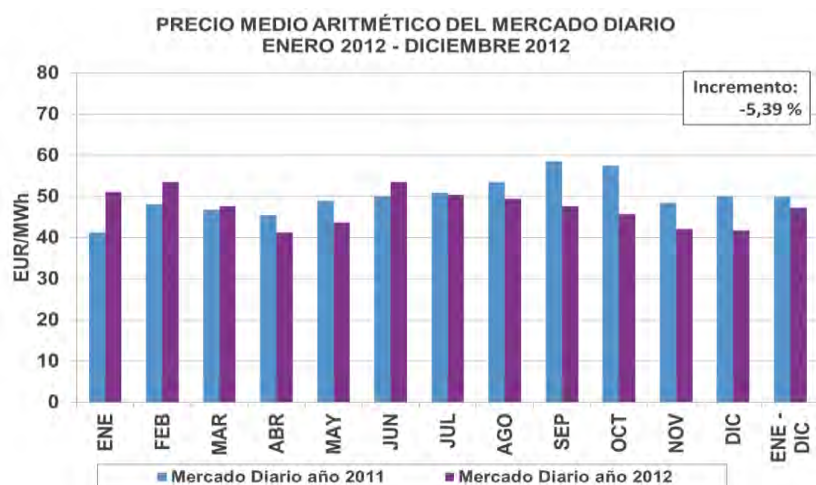


Figura 13: Precio medio del mercado diario, 2012

– Mercado Intradiario:

El Mercado Ibérico Intradiario ha sido concebido como un mercado de ajustes, definido por el Real Decreto 2019/2007, de 26 de Diciembre para ofrecer una adecuación entre oferta y demanda más fina y próxima al tiempo real que la que el mercado diario permite, resolviendo así posibles imposibilidades en sucesivas etapas de la programación. En el mercado intradiario, y con el fin de rectificar sus anteriores posiciones, los agentes con una posición natural vendedora (productores) pueden también comprar energía, así como los agentes con una posición natural compradora (comercializadores) pueden venderla.

El mercado intradiario del MIBEL otorga una gran flexibilidad a la operación de los agentes, facilitando la optimización de las carteras de posiciones en función de las necesidades de cada sujeto, en una variedad de horizontes temporales y con las mismas garantías en términos de transparencia y posibilidades de supervisión que caracterizan al mercado diario.

Hay varios motivos que pueden llevar a una unidad de generación a querer modificar la cantidad de energía casada en el mercado diario. Algunos de ellos serían:

- Las centrales que sólo han casado parte de la energía que pueden producir (por haber ofertado algunos tramos a un precio mayor del finalmente alcanzado en el diario) pueden ofertarlos de nuevo actualizando su precio de oferta con la información del precio de casación alcanzado en el mercado diario.
- Cambios en la predicción de un recurso no gestionable: Los parques eólicos y las instalaciones fotovoltaicas ofertan en el mercado diario una cantidad de energía estimada mediante modelos predictivos. Esta predicción normalmente se puede mejorar con el transcurso del tiempo (no es lo mismo predecir para el día siguiente que para dentro de cinco horas), y los mercados intradiarios permiten incluir estas correcciones.
- Declaración de indisponibilidad. Una central que tras casar en el mercado diario sufre un problema técnico que no le permita generar, puede adquirir en los mercados intradiarios la misma cantidad de energía para dejar su compromiso de producción a cero.

La Figura 14 muestra algunos ejemplos de actuación en el Mercado Intradiario para un agente generador:

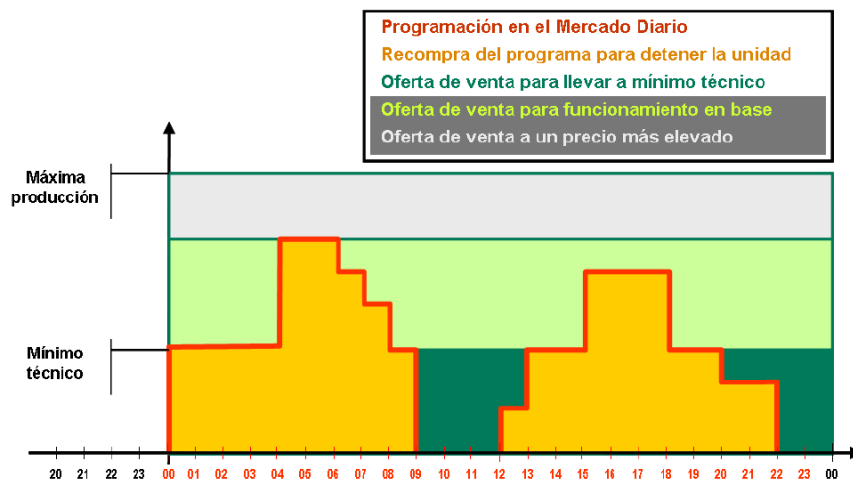


Figura 14: Ejemplos de operación en el mercado intradiario

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

El mercado intradiario se estructura actualmente en seis sesiones con la distribución de horarios por sesión indicada en la Tabla 5 y en la Figura 15.

	SESION 1ª	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	20:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Análisis de Restricciones	20:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Análisis de Restricciones	20:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabla 5: Sesiones del mercado intradiario



Figura 15: Operación del mercado intradiario

El mercado intradiario ha contado desde su creación con una muy activa participación de los agentes, especialmente de los productores, y alcanza volúmenes de negociación significativos. Por cada unidad de producción o adquisición se podrán presentar múltiples ofertas de compra o venta.

- Ofertas de venta:

Podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario y que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente o ejecutado un contrato bilateral, o que no hubieran participado por estar indisponibles y quedaran posteriormente disponibles. Igualmente, podrán hacerlo aquellos agentes, de entre los habilitados para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario, que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente sobre la que se abra sesión de mercado intradiario, o ejecutado un contrato bilateral físico. Los citados agentes sólo podrán participar en el mercado intradiario para los periodos horarios de programación que se correspondan con los incluidos en la sesión de mercado diario en la que participaron o no lo hicieron por estar indisponibles.

Las ofertas de venta de energía eléctrica que los vendedores en el mercado intradiario presentan al operador del mercado pueden ser simples o incluir condiciones complejas en razón de su contenido. Estas ofertas complejas pueden incorporar todas o algunas de las condiciones complejas siguientes:

- Gradiente de carga.
- Ingresos mínimos.
- Aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta.
- Aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta.
- Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta de venta.
- Energía máxima.

Las condiciones de gradiente de carga e ingresos mínimos son las mismas que las descritas en el mercado diario.

La condición de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta permite a las ofertas de venta fijar un perfil para el conjunto de todas las horas del mercado intradiario, que solo puede resultar casado en el caso de serlo en el primer tramo de todas las horas. Esta condición permite ajustar los programas de las unidades de producción o adquisición a un nuevo perfil, o en caso de que no sea posible en alguna hora, dejar algunas horas del programa previo sin modificación. Se utiliza esta opción cuando la programación de unas horas solo es posible si también lo es en otras, como puede ser para adelantar el proceso de arranque o parada, evitar embotellamientos de caldera, etc.

La condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta implica que el primer tramo solo será programado en una hora determinada en caso de ser casado en su totalidad. En caso de no resultar casado, se retiran todos los tramos de dicha hora, no siendo retirada la oferta realizada para el resto de las horas. Esta opción es útil para la programación de grupos que producen (mínimo técnico) o consumen (consumo de bombeo), un valor mínimo (o nada). También puede ser igualmente útil para que los consumidores expresen una situación similar.

La condición de número mínimo de horas consecutivo con aceptación completa del primer tramo de la oferta se podría aplicar cuando la unidad de producción o adquisición debe producir o consumir de forma consecutiva un número mínimo de horas. La misma condición sería aplicable a un consumidor que, por ejemplo, no puede poner en funcionamiento una fábrica por un número de horas inferior al especificado en la oferta.

La condición de energía máxima permite a unidades de oferta que tengan una limitación en la disponibilidad de energía, ofertar en todas las horas pero limitando el valor casado a un máximo global de energía. Esta condición es necesaria debido a la volatilidad de los precios del mercado intradiario entre horas, que no permiten conocer las horas en las que pueden casar las unidades de producción o adquisición, y sin embargo la energía que pueden vender tiene un límite máximo, como puede ser el caso de las unidades de generación de bombeo.

Las ofertas de venta para cada sesión de mercado intradiario deben ser tales que el programa final resultante de la aceptación completa de la oferta más el programa previo de la unidad de venta o adquisición respete las limitaciones declaradas por los operadores del sistema para el

horizonte de programación, o si no las cumple previamente a la realización de las ofertas, se aproxime al cumplimiento de éstas.

- Ofertas de adquisición:

Podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario y que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente o ejecutado un contrato bilateral, o que no hubieran participado por estar indisponibles y quedaran posteriormente disponibles. También lo podrán hacer aquellos agentes, de entre los habilitados para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario, que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente sobre la que se abra sesión de mercado intradiario, o ejecutado un contrato bilateral físico. Los citados agentes sólo podrán participar en aquellos periodos horarios de programación comprendidos en la sesión del mercado intradiario, que se correspondan con los incluidos en la sesión de mercado diario en la que participaron o no lo hicieron por estar indisponibles.

Las ofertas de adquisición pueden ser simples o incorporar condiciones complejas. Las ofertas complejas de compra son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan todas o algunas de las condiciones complejas siguientes:

- Gradiente de carga.
- Pagos máximos.
- Aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de compra.
- Aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de compra.
- Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación parcial o completa del tramo primero de la oferta de compra.
- Energía máxima.

Estas condiciones son las mismas que pueden utilizar las ofertas de venta, excepto en el caso de la condición de pago máximo, que es equivalente a la de ingreso mínimo aplicado a las compras de energía, que no serán casadas en caso de ser el coste superior a un valor fijo expresado en euros, más un variable expresado en euros por MWh casado.

Las ofertas de adquisición para cada sesión de mercado intradiario deben ser tales que el programa final resultante de la aceptación completa de la oferta más el programa previo de la unidad de producción respete las limitaciones declaradas por el operador del sistema para el horizonte de programación, o si no las cumple previamente, se aproxime al cumplimiento de éstas.

- Procesos de casación y resultados:

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica por el método de casación simple o compleja, según concurren ofertas simples o que incorporen condiciones complejas. Ambos métodos siguen procedimientos similares a los descritos para el mercado diario. Tanto el método de casación simple como el complejo asegurarán que no sea casada ninguna oferta que implique el no cumplimiento de las limitaciones impuestas por los operadores del sistema por seguridad, o si no fuera posible cumplir dichas limitaciones, las ofertas casadas permitan acercarse a su cumplimiento.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

El precio en cada periodo horario de programación será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de venta o adquisición cuya aceptación haya sido necesaria para atender total o parcialmente las ofertas de adquisición a un precio igual o superior al precio marginal, en caso de no existir separación de mercados. En caso de existir separación de mercados, el precio del país exportador se establecerá como el precio de la última oferta casada de venta de las localizadas en su zona, y el precio del país importador se establecerá como el máximo de los precios obtenidos en las dos casaciones correspondientes a ambas zonas.

- Análisis de precios en el Mercado Intradiario:

El precio medio en el mercado intradiario en el sistema eléctrico español en el año 2012 (ver Tabla 6) ha sido de 47,56 EUR/MWh. Este precio es ligeramente superior al precio medio en el mercado diario en 2012 (47,23). En general, los precios horarios obtenidos en los mercados intradiarios suelen encontrarse entre el 90% y el 110% del precio de mercado diario para el mismo periodo horario.

MERCADO INTRADIARIO. SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO								
MES	SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL			SISTEMA ELÉCTRICO PORTUGUÉS			ENERGÍA	CONTRATACIÓN (Inc. Renta Congestión)
	ENERGÍA	CONTRATACIÓN	PRECIO MEDIO	ENERGÍA	CONTRATACIÓN	PRECIO MEDIO		
	GWh	kEUR	EUR/MWh	GWh	kEUR	EUR/MWh		
ENERO	4.047	212.598	52,67	331	17.807	53,61	4.377	230.440
FEBRERO	4.073	221.505	54,79	418	25.107	58,98	4.491	246.751
MARZO	4.173	201.670	48,19	526	27.563	51,97	4.700	229.479
ABRIL	3.051	129.637	41,14	408	17.799	43,47	3.457	147.521
MAYO	3.740	163.376	42,87	346	14.800	43,74	4.087	178.190
JUNIO	4.058	211.411	52,46	375	20.033	52,36	4.433	231.453
JULIO	4.048	196.714	49,00	360	17.794	49,21	4.408	214.523
AGOSTO	4.163	206.462	49,91	278	14.163	50,51	4.441	220.855
SEPTIEMBRE	3.677	177.017	47,60	325	15.800	50,28	4.002	192.951
OCTUBRE	4.342	196.435	44,35	428	20.022	46,76	4.770	216.534
NOVIEMBRE	4.192	187.212	44,36	492	22.916	45,59	4.684	210.177
DICIEMBRE	3.775	169.865	43,68	488	22.906	45,60	4.262	192.898
Total	47.339	2.273.902	47,56	4.773	236.710	49,21	52.112	2.511.572

Tabla 6: Precios medios mensuales del mercado intradiario

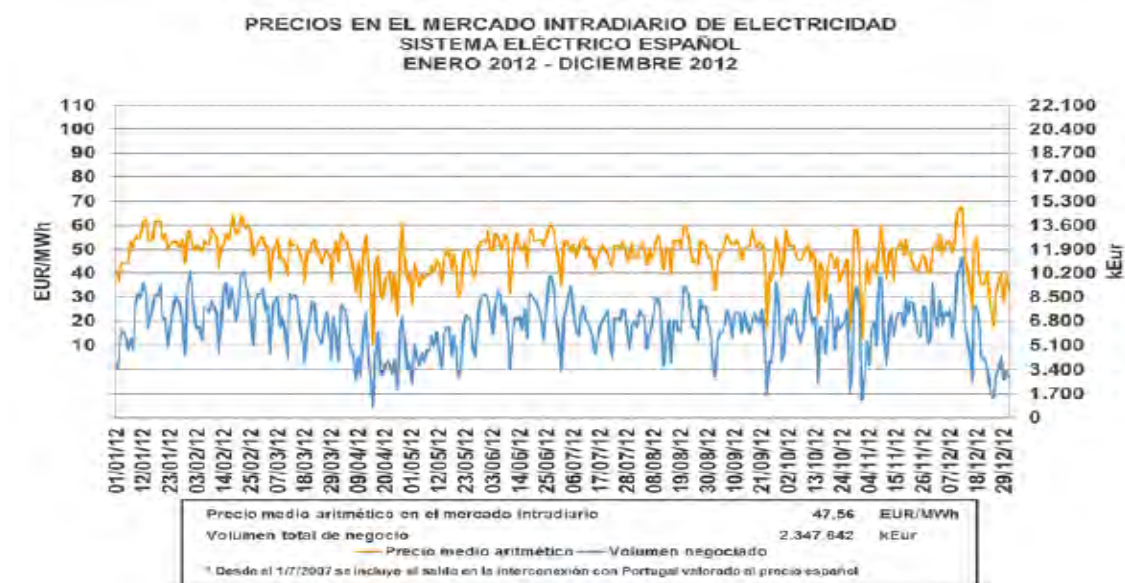


Figura 16: Evolución de los precios medios diarios del mercado intradiario, 2012

El análisis comparativo de los datos de precios y volúmenes negociados en los años 2011 y 2012 (ver Figura 16) permite obtener los siguientes resultados:

- La contratación de energía en el programa resultante de casación en el mercado intradiario en 2012 ha ascendido a 47,3 TWh y 2.273,9 millones EUR, lo que supone un aumento del 3,60% y un descenso del 0,06% respectivamente
- El precio medio del mercado intradiario en el sistema eléctrico español en 2012 ha sido de 47,56 EUR/MWh, lo que supone una disminución del 4,19%, respecto al año 2011. La Figura 17 recoge la evolución del precio medio durante este periodo.

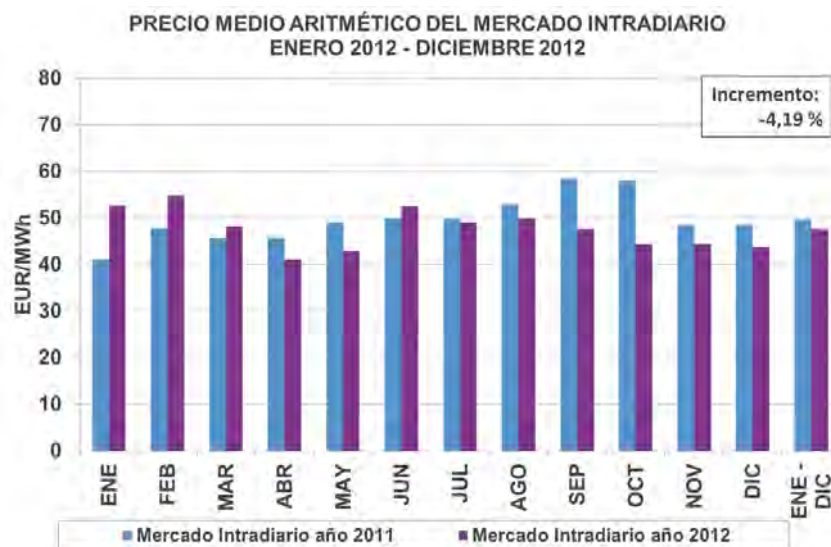


Figura 17: Precios medios mensuales del mercado intradiario, 2012

La energía negociada por comercializadores y consumidores directos en la zona española representa, para el conjunto del período, el 13,36% de la energía total negociada en este mercado, mientras que el 70,24% de la energía negociada lo ha sido por las unidades de adquisición.

1.2.3. Mercados de servicios de ajustes:

Como ya se ha comentado anteriormente, el mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario y mercados de servicios de ajuste del sistema, entendiendo por tales servicios la resolución de restricciones por garantía de suministro y por restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 2 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto 134/2010 de 12 de Febrero, y en el Artículo 13 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto 1544/2011, de 31 de Octubre, los servicios de ajuste del sistema son:

- La resolución de las restricciones por garantía de suministro, asegurando la producción necesaria de energía con centrales que utilizan fuentes de energía autóctonas.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

- La resolución de las restricciones técnicas identificadas en los programas resultantes de la contratación bilateral física y los mercados de producción (diario e intradiario), así como todas aquellas restricciones técnicas que pudieran presentarse durante la propia operación en tiempo real.
- Los servicios complementarios:
 - a) Reserva de potencia adicional a subir.
 - b) Asociados a la regulación frecuencia-potencia (regulación primaria, secundaria y terciaria).
 - c) Control de tensión de la red de transporte.
 - d) Reposición del servicio.
- El proceso de gestión de los desvíos entre generación y consumo como medio imprescindible para garantizar el equilibrio entre la producción y la demanda, habiendo asegurado previamente la disponibilidad en todo momento de las reservas de regulación requeridas.

Los mercados de servicios de ajuste gestionados por el Operador del Sistema tienen por finalidad adaptar, cuando así sea necesario, los programas de producción resultantes de las distintas plataformas de contratación de energía, para garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y calidad requeridas para el suministro de energía eléctrica. Los servicios de ajuste del sistema permiten disponer también de las reservas de potencia activa y reactiva necesarias para asegurar la seguridad y la fiabilidad requeridas para la adecuada operación del sistema eléctrico.

El ámbito temporal de aplicación de los mercados de servicios de ajuste del sistema es:

- Horizonte diario (resolución de restricciones técnicas y de restricciones por garantía de suministro en los programas diarios de producción, reserva de potencia adicional a subir y asignación de banda de regulación secundaria).
- Horizonte intradiario (resolución de restricciones técnicas en el horizonte intradiario).
- Tiempo real (uso en tiempo real de las energías de regulación secundaria, regulación terciaria y gestión de desvíos, resolución de restricciones en tiempo real y variación de consignas de tensión en tiempo real).

En términos económicos, el conjunto de mercados de servicios de ajuste del sistema tiene una incidencia pequeña en el coste total del suministro eléctrico, resultando sin embargo servicios vitales, como ya se ha comentado, para garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico.

Desde el 1 de Junio de 2006 la liquidación de los mercados de servicios de ajuste del sistema es realizada por el Operador del Sistema, junto con la liquidación de los desvíos respecto a programa, y del término de pagos por capacidad asociado a los servicios de disponibilidad de potencia y al pago por inversión.

– Solución de restricciones por garantía de suministro

El proceso de solución de restricciones por garantía de suministro se gestiona mediante un mecanismo de mercado establecido en detalle en el procedimiento de operación P.O.-3.10 “Resolución de restricciones por garantía de suministro”.

Se entiende como restricción por garantía de suministro la producción que se determina como necesaria de aquellas unidades térmicas de producción de energía eléctrica que utilizan fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, para asegurar la garantía de suministro en el sistema eléctrico español, teniendo en cuenta el límite máximo establecido en el Artículo 25 de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, y tenidas en cuenta también las posibles limitaciones por seguridad de los programas de entrega de energía que, de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación, pudiera ser necesario aplicar.

Para la solución de restricciones por garantía de suministro se modificarán los programas de entrega de energía de determinadas unidades de producción para contemplar la producción térmica de aquellas centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, participando en este proceso únicamente las centrales habilitadas como proveedoras de este servicio. Para ello, el Operador del Sistema establecerá como previsión un programa de funcionamiento semanal que indique el programa de producción de las centrales que utilizan carbón autóctono como combustible para cada día de la semana. Este plan semanal abarcará el periodo de tiempo comprendido entre las 0:00 horas de cada Sábado y las 24:00 horas del viernes inmediato siguiente.

Podrán formar parte de este plan semanal de funcionamiento las unidades de programación que corresponden a las centrales citadas en el Anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de Febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, y que no hayan alcanzado el volumen máximo de producción que puede ser programado en cada central por garantía de suministro fijado anualmente por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, con el objetivo de alcanzar el volumen de generación térmica fijado anualmente para cada central de forma que pueda ser integrado en el sistema garantizando los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad del sistema contenidos en los procedimientos de operación.

En concreto, las centrales que pueden participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro son: Soto de Ribera 3, Narcea 3, Anllares, La Robla 2, Compostilla, Teruel, Guardo 2, Puente nuevo 3, Escucha y Elcogás.

Dado que el objetivo de producción con carbón autóctono se establece en términos anuales, previamente a la elaboración del plan semanal se realizarán un análisis con horizonte anual a fin de ubicar temporalmente el objetivo de producción en cada una de estas centrales de la manera más eficiente, teniendo en cuenta la estacionalidad anual de la demanda, de las aportaciones a los embalses hidroeléctricos, de la producción eólica y solar, el nivel de existencias de carbón, la capacidad máxima de almacenamiento del mismo en el parque de la central, etc.

Adicionalmente, el OS publicará un plan diario de funcionamiento con la información más actualizada de que disponga para cada central.

El proceso para la resolución de las restricciones por garantía de suministro dentro del programa diario base de funcionamiento (PDBF) consta de dos fases:

Fase 1- Modificación del programa PDBF para la solución de restricciones por garantía de suministro: El objetivo de esta fase es la determinación de las restricciones por garantía de suministro que puedan afectar al programa base de funcionamiento, identificando aquellas modificaciones del programa que sean necesarias para cumplir con los criterios de seguridad de suministro establecidos, es decir, asignar a cada central la energía necesaria para cumplir con el programa de funcionamiento diario que no haya sido casada en el PDBF, con el respeto de las limitaciones de programa que haya sido preciso establecer por razones de seguridad del sistema.

Fase 2- Reequilibrio de generación y demanda asociado a la solución de restricciones por garantía de suministro: Los incrementos de los programas de generación térmica con centrales que utilizan carbón autóctono como combustible que se realicen, serán compensados mediante un mecanismo específico de reducción de programas, en el que participan todas las instalaciones térmicas de producción de régimen ordinario emisoras de CO₂, a excepción de aquellas instalaciones de régimen ordinario que realicen actividades de cogeneración o a las que aplique la prima que se establece en los Artículos 45 y 46 y en la Disposición Adicional Sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo. La reducción de los programas de las unidades de producción de carbón y fuel se efectuará teniendo en cuenta el orden de mérito descendente de los niveles de emisión de CO₂, y una vez que se haya realizado la reducción de programa sobre este conjunto de unidades, se procederá posteriormente a reducir el programa de aquellas unidades que utilicen como combustible gas natural, y ello de forma proporcional a la energía programada por ellas en el PDBF, en el correspondiente periodo de programación.

Como resultado de este proceso y el posterior de solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF), se publica el programa diario viable provisional (PDVP) y las correspondientes limitaciones de programa por seguridad, limitaciones que han de ser respetadas en los siguientes mercados. El esquema en la Figura 18 muestra el procedimiento de aplicación de las restricciones de garantía de suministro:



Figura 18: Aplicación de restricciones de garantía de suministro

– Solución de restricciones técnicas:

El proceso de solución de restricciones técnicas se gestiona mediante mecanismos de mercado establecidos en detalle en el P.O.-3.2 “Resolución de restricciones técnicas”. Se distinguen varios procesos, en función del horizonte temporal en el que sean identificadas y resueltas las restricciones técnicas:

- Solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF):

Sobre la base del programa diario base de funcionamiento (PDBF), que integra los contratos bilaterales con entrega física nominados por los sujetos del mercado y los resultados de la casación del mercado diario, el Operador del Sistema Español inicia el proceso de análisis y solución de restricciones técnicas, analizando los programas de las unidades de producción y los intercambios internacionales previstos, a fin de garantizar que el suministro de energía eléctrica en el sistema eléctrico español se puede realizar con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad.

En este proceso, además de las previsiones de demanda y de producción eólica y solar, y la situación de indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas en la red de transporte, el Operador del Sistema solicita a los Sujetos del Mercado (SM) para el adecuado análisis e identificación de las posibles restricciones técnicas, la nominación de programa de las unidades de oferta de producción en Régimen Especial en unidades de programación, así como la desagregación en unidades físicas de los programas de las unidades de programación correspondientes a unidades de gestión hidráulica (UGH) o a grupos térmicos multieje, así como las potencias máximas hidráulicas que las unidades de gestión hidráulica son capaces de mantener durante 4 horas y 12 horas.

Los proveedores del servicio son las unidades de generación y el consumo de bombeo.

El procedimiento se basa en un sistema de ofertas específicas de energía a subir y a bajar para la solución de restricciones técnicas. De esta forma el Operador del Sistema puede aplicar, a igualdad de criterios técnicos, criterios de discriminación basados en las ofertas de solución de restricciones técnicas presentadas que garanticen el mínimo coste para el sistema por la utilización de este servicio.

Una vez comunicado el PDBF, el OS considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, periodo que se cerrará 30 minutos después de la comunicación del PDBF. Deberán presentar ofertas obligatoriamente los sujetos titulares de unidades de venta de energía, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, correspondientes a producción de régimen ordinario, producción de régimen especial gestionable no renovable. Los sujetos titulares de unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo deberán presentar oferta de venta del programa casado en el PDBF, y podrán presentar potestativamente oferta de compra de energía para incrementar su programa respecto al PDBF. Los sujetos titulares de unidades de importación de energía desde los sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, podrán presentar oferta de venta potestativamente.

Las ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples para cada periodo de programación, en las que se indicará la energía a subir en un máximo de diez bloques, el precio de la energía a subir, la energía a bajar en un máximo de diez bloques y el precio de la energía a bajar. No obstante, las unidades de venta de energía correspondientes a centrales térmicas podrán presentar ofertas complejas que constarán de cuatro términos:

- Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.
- Ingresos por unidad de energía producida (similar al término variable en las ofertas complejas al mercado diario).
- Ingresos por arranque en frío.
- Ingresos por arranque en caliente.

En el proceso de solución de restricciones técnicas, estas ofertas complejas podrán ser tenidas en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en uno o varios de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa.

El proceso se divide en dos fases, siendo el objeto de la segunda restablecer el equilibrio generación-demanda existente en el PDBF:

Fase I: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

El objetivo de esta fase es la determinación de las restricciones técnicas que puedan afectar a la ejecución del PDBF, identificando aquellas modificaciones de programa que sean necesarias para la resolución de las restricciones técnicas detectadas, y estableciendo las limitaciones de programa por seguridad necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en la segunda fase del proceso de resolución de restricciones técnicas y en subsiguientes mercados.

Una restricción técnica es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía. En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

- a) Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia (criterio N-1), definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.
- b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- c) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Sobre las bases de previsiones anteriormente indicadas, el OS efectuará con la aplicación informática PSS/E los análisis de seguridad necesarios para todo el horizonte de programación e identificará las restricciones técnicas que afecten al PDBF, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

Antes de proceder a la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español, el OS resolverá, en su caso, las congestiones identificadas en el PDBF que afecten a las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, con arreglo a lo establecido en la normativa y en los procedimientos de operación vigentes.

Una vez identificadas las restricciones técnicas en el sistema español, el OS estudiará para cada conjunto de periodos de programación consecutivos en los que haya identificado restricciones técnicas, las posibles soluciones que técnicamente las resuelvan con un margen de seguridad adecuado. Para ello, el OS podrá establecer incrementos o reducciones de la energía programada en el PDBF, mediante la utilización de las ofertas de venta de energía presentadas por los agentes. La reducción de la energía programada en el PDBF se realizará sin utilización directa de ofertas a estos efectos, siendo consideradas estas reducciones de programa anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

En el caso de existir más de una solución técnicamente válida y de eficacia equivalente, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones y elegirá aquélla que represente un menor coste. A igualdad de coste para varias soluciones equivalentes en términos de eficacia técnica para la resolución de las restricciones identificadas, el OS seleccionará aquélla que represente un menor movimiento de energía respecto al PDBF.

Los incrementos de programa respecto al PDBF que sean aplicados para la resolución de las restricciones técnicas serán valorados sobre la base de la oferta presentada para el proceso de resolución de restricciones. Se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía, dando lugar a nuevos programas de energía que, en el caso de las unidades de producción, tendrán un valor no inferior al mínimo técnico de la correspondiente unidad, ni superior a la potencia máxima disponible en la unidad.

Fase II (cuadre): Reequilibrio generación-demanda.

Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en el PDBF y, en su caso, las restricciones por garantía de suministro de acuerdo con el procedimiento de operación establecido, el OS procederá a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando las limitaciones establecidas, por razones de seguridad del sistema, en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas, y los valores previstos y publicados de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

Para restituir el equilibrio generación-demanda, el OS podrá proceder a la asignación de las ofertas simples presentadas y aceptadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas para el incremento o la reducción de la energía programada en el PDBF. El OS determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el programa diario base de funcionamiento (PDBF), tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase del proceso de resolución

de restricciones técnicas, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en todos y cada uno de los periodos de programación, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible, y respetando en todos los casos las limitaciones de programa por seguridad establecidas en la primera fase del proceso y la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

En el caso más habitual en el que haya un exceso de generación creado en la primera fase, el OS procederá a la asignación de las ofertas de compra de energía para la reducción del programa PDBF presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas, según precios de oferta decrecientes y teniendo en cuenta el punto de funcionamiento de la unidad.

En la Figura 19 se representan gráficamente las dos fases de este proceso.

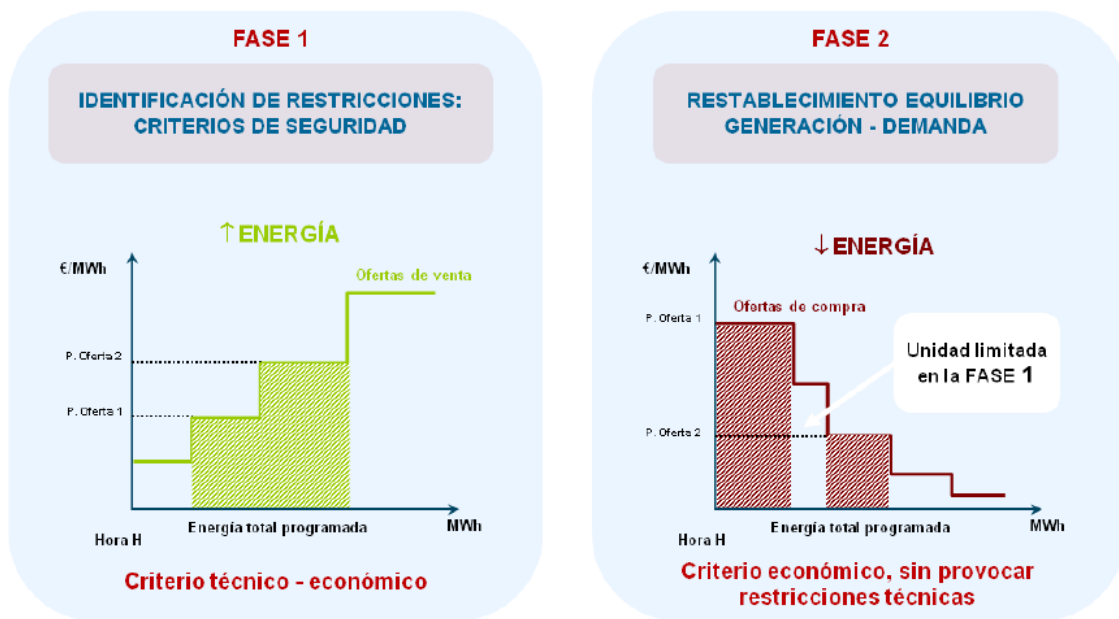


Figura 19: Fases del proceso de resolución de restricciones técnicas

Como resultado de este proceso y del anterior de solución de restricciones por garantía de suministro se publica el programa diario viable provisional (PDVP) y los correspondientes mensajes con las limitaciones de programa que han de ser respetadas en los siguientes mercados.



Figura 20: Proceso de resolución de restricciones técnicas

En la Figura 21 se muestra la energía anual redespachada en la solución de restricciones técnicas, y en la Figura 22 aparece el coste de la misma, para el periodo entre 2006 y 2012.

Energía anual del Proceso de Solución de Restricciones Técnicas del PDBF (MWh)

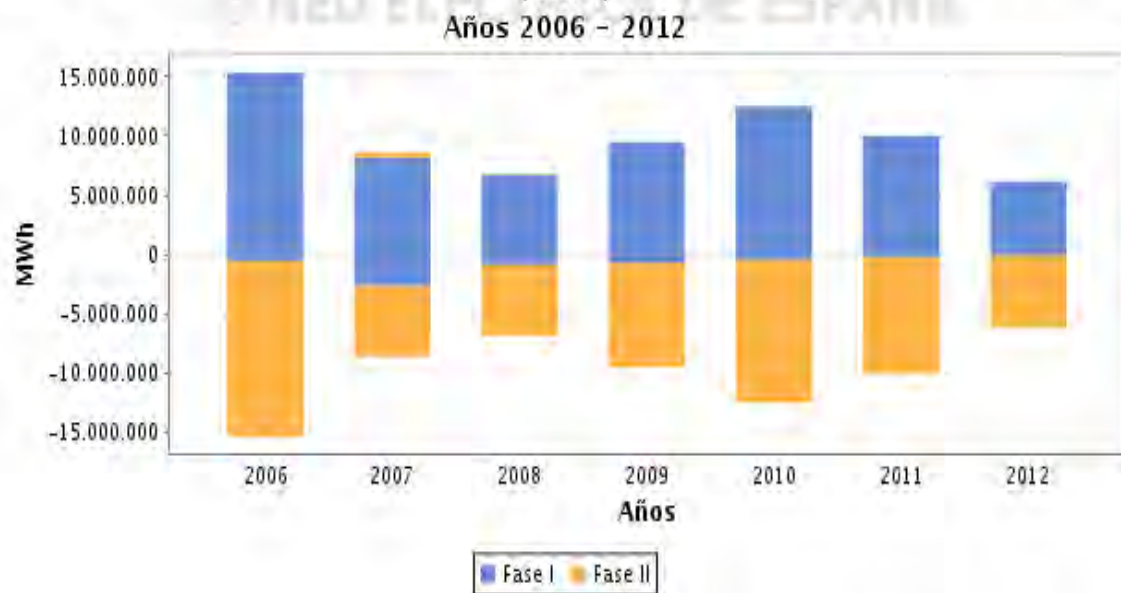
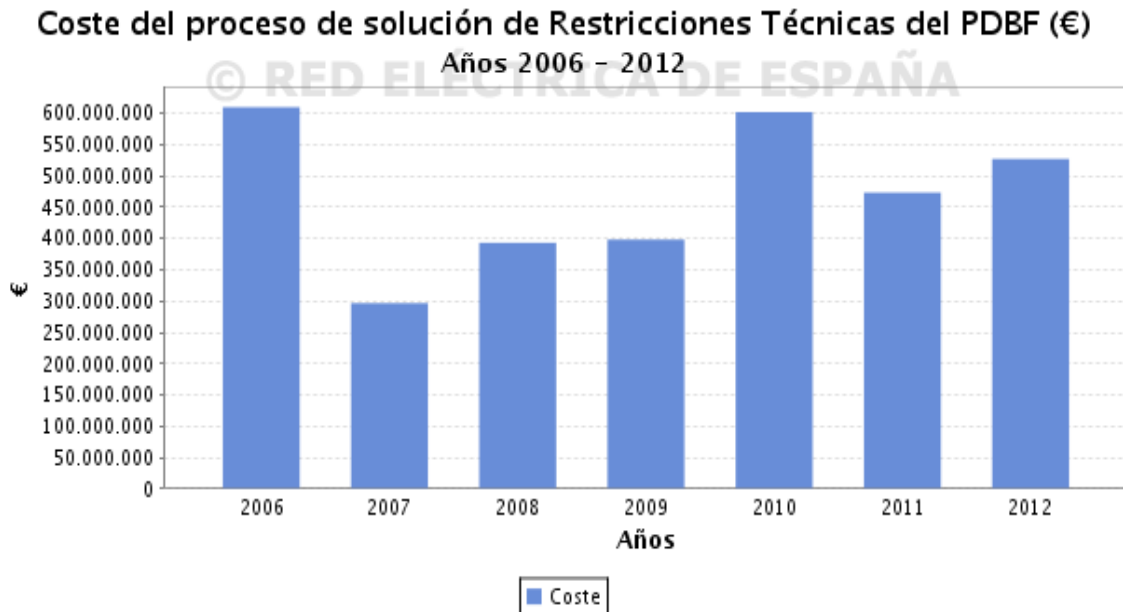


Figura 21: Energía anual redespachada para la resolución de restricciones técnicas, 2006-12



- Solución de restricciones técnicas tras el mercado intradiario

Tras cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario, se realiza de nuevo un análisis de seguridad, analizando las modificaciones derivadas de estos mercados y los posibles cambios en las previsiones de demanda, producción eólica y solar, y/o en la situación prevista de la red de transporte y/o de la generación que hayan podido producirse.

El Operador del Sistema, en caso de identificar alguna restricción técnica que impida que el programa resultante de dicha sesión del mercado intradiario se lleve a cabo respetando los criterios de seguridad y funcionamiento establecidos, resolverá dicha restricción seleccionando la retirada de aquella oferta o del conjunto de ofertas que resuelvan las restricciones técnicas identificadas, sobre la base del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en dicha sesión, comunicado por el Operador del Mercado (OMIE).

El equilibrio generación-demanda será restablecido nuevamente mediante la retirada por el Operador del Sistema de otras ofertas presentadas a esa misma sesión del mercado intradiario, conforme al orden de precedencia económica de las ofertas asignadas, y sin provocar nuevas restricciones técnicas.

Como resultado de este proceso se publica el programa horario final (PHF), que contiene las modificaciones realizadas, en su caso, en el proceso de solución de restricciones técnicas tras el mercado intradiario, y los correspondientes mensajes con las limitaciones de programa que han de ser respetadas en los siguientes mercados.

- Solución de restricciones técnicas en tiempo real

El Operador del Sistema analizará de forma permanente el estado de seguridad real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectará las posibles restricciones técnicas que pudieran presentarse en cada período de programación.

La resolución de restricciones en tiempo real consiste en la realización de las modificaciones del programa y la aplicación, en su caso, de redespachos de energía a subir y/o a bajar, sobre las unidades de generación y/o de consumo de bombeo, que sean necesarios por razones de seguridad del sistema.

En el proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real, tras la modificación de programas por criterios de seguridad no se establece un proceso sistemático posterior de reequilibrio generación-demanda. Los posibles desequilibrios generación-demanda provocados por la resolución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real se resolverán, en su caso, y de manera conjunta con el resto de desvíos que puedan producirse, mediante la utilización de energía de los servicios de regulación y balance del sistema.

– Servicios complementarios

Son aquellos servicios necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas, que se encuentran establecidos en los Procedimientos de Operación (P.O.):

- Reserva de potencia adicional a subir: P.O.-3.9 “Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir”
- Servicios de regulación y balance:
- Control de tensión: P.O.-7.4 “Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte”
- Reposición del servicio: Mercado aún pendiente de implantación.

Se describen brevemente a continuación cada uno de estos servicios complementarios:

- Reserva de potencia adicional a subir

El objetivo de este servicio de ajuste del sistema es la contratación y gestión de la reserva de potencia a subir requerida para la operación del sistema, de forma adicional a la disponible en el programa diario viable provisional (PDVP), para garantizar la seguridad del sistema eléctrico peninsular español.

Tras la comunicación del Programa Diario Viable Provisional, el Operador del Sistema determinará los valores del requerimiento de potencia adicional a subir, para cada uno de los periodos del horizonte diario de programación del día siguiente, que sean necesarios, de acuerdo con la reserva de potencia a subir disponible en el PDVP y la reserva de potencia requerida en el sistema eléctrico peninsular español.

Posteriormente a la presentación de ofertas por parte de los sujetos del mercado titulares de unidades de programación habilitadas para la provisión de este servicio, el OS procederá a la asignación de las mismas hasta cubrir el requerimiento, estableciéndose en cada hora un precio marginal para la reserva de potencia adicional a subir asignada.

En función de los tiempos de arranque y de programación, las unidades a las que se les haya asignado la provisión de reserva de potencia adicional a subir, deberán participar en las diferentes sesiones del Mercado Intradiario para establecer un programa de venta de energía al menos igual al valor mínimo de producción necesario para garantizar la provisión al sistema de la reserva de potencia a subir asignada.

Las unidades a las que se les haya asignado la provisión de este servicio estarán obligadas a ofertar en el mercado de gestión de desvíos generación-consumo, el aumento de su programa de producción hasta el valor total de la reserva de potencia contratada y que no haya sido programada previamente.

Este mercado se ha puesto en marcha recientemente (Mayo de 2012). En la Figura 23 aparece representada la reserva de potencia a subir en 2012, y su coste se muestra en la Figura 24, para el año 2012.

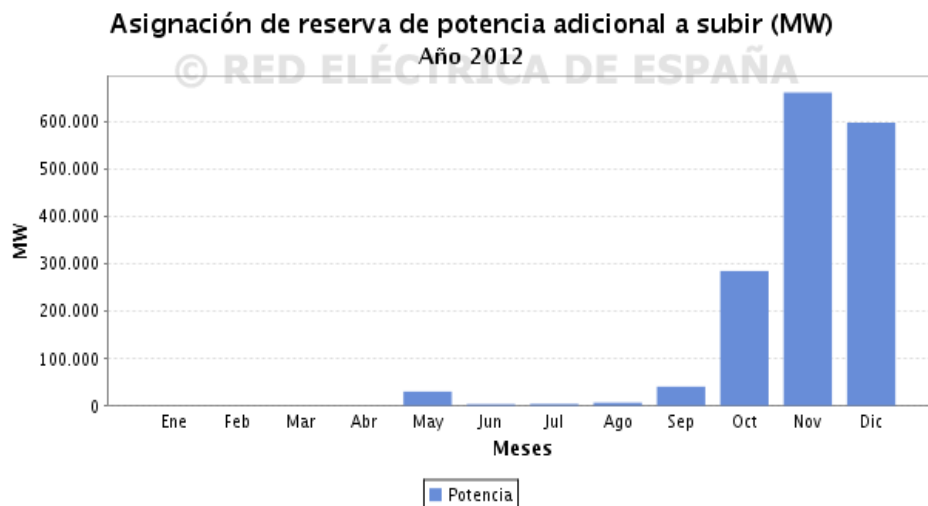


Figura 23: Reserva de potencia adicional a subir, 2012



Figura 24: Coste de la reserva de potencia a subir, 2012

- Regulación primaria

Es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido de forma explícita. Tiene por objeto la corrección automática de los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo.

La regulación primaria es aportada por los reguladores de velocidad con los que están equipados los grupos generadores. Su horizonte temporal de actuación alcanza hasta los 30 segundos.

- Regulación secundaria

El servicio de regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo gestionado mediante mecanismos competitivos de mercado y que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-consumo, corrigiendo el desvío instantáneo respecto al programa de intercambio en potencia en la interconexión entre España y Francia, y el desvío de la frecuencia respecto a su valor de consigna establecido (normalmente 50 Hz). Su horizonte temporal se extiende desde los 30 segundos hasta los 15 minutos.

La prestación de este servicio se realiza mediante zonas de regulación. Cada zona de regulación está constituida por una agrupación de centrales con capacidad de prestar el servicio de regulación secundaria, acreditada por el Operador del Sistema, y por otras unidades de generación, potenciales proveedoras, actuando también las zonas de regulación como unidades agregadoras de los programas de las unidades de producción incluidas en dicha zona de regulación.

Este servicio es retribuido por dos conceptos:

- Disponibilidad (banda de potencia)
- Utilización (energía)

Cada día, el Operador del Sistema publica los requerimientos de reserva de regulación secundaria, tanto a subir como a bajar, para cada periodo horario correspondiente a la programación del día siguiente.

Los generadores habilitados para participar en este servicio envían sus ofertas de banda de regulación secundaria y el servicio es asignado (antes de la hora límite establecida en los procedimientos de operación) hasta cubrir las necesidades del sistema, aplicando criterios de mínimo coste y respetando las limitaciones de programa establecidas por seguridad en el proceso de solución de restricciones del PDBF, estableciéndose un precio marginal de banda de regulación secundaria en cada hora.

La Figura 25 muestra esquemáticamente el proceso de asignación de reserva de regulación secundaria.

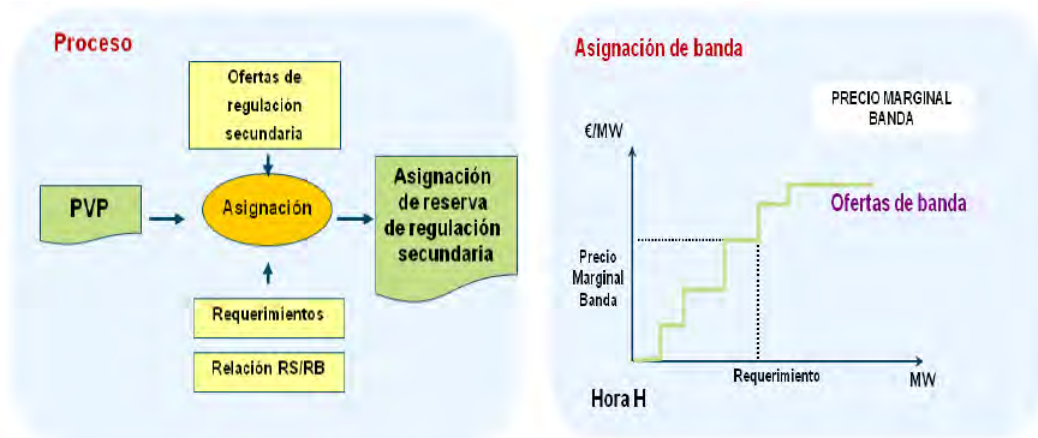


Figura 25: Proceso de asignación de la reserva secundaria

En tiempo real, las zonas de regulación son comandadas por el Sistema de Regulación Compartida Peninsular (RCP), sistema que se constituye como el regulador maestro de esta jerarquía de control, y que es gestionado por el Operador del Sistema. El requerimiento de respuesta dinámica de cada zona de regulación debe tener una constante de tiempo de 100 segundos.

La utilización de energía de regulación secundaria se realiza de forma automática por parte de la RCP, que distribuye los requerimientos de regulación secundaria entre las diferentes zonas de regulación basándose en la asignación de banda de regulación secundaria establecida por el Operador del Sistema el día anterior a través del correspondiente mercado.

La energía de regulación secundaria utilizada como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación se valora al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir este uso neto de energía de regulación secundaria.

En la Figura 26 se muestran los requerimientos de banda a subir y a bajar para un día determinado, mientras que en la Figura 27 aparece representado el precio marginal de la banda de regulación secundaria para ese día. La Figura 28 muestra la necesidad anual de dicha banda entre 2006 y 2012, y la Figura 29 presenta su coste anual.



Figura 26: Necesidades de banda para regulación secundaria, 13/03/2013

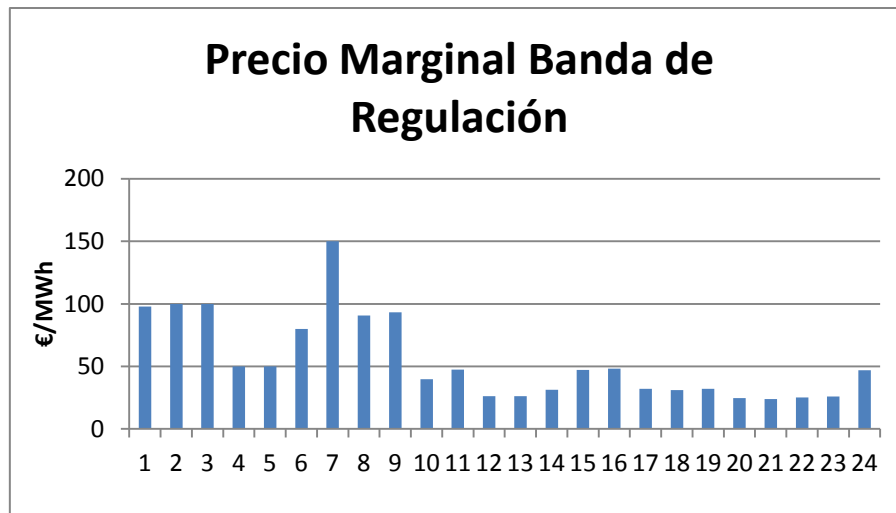


Figura 27: Precio de la banda para regulación secundaria, 13/03/2013



Figura 28: Banda total asignada para regulación secundaria, 2006-12

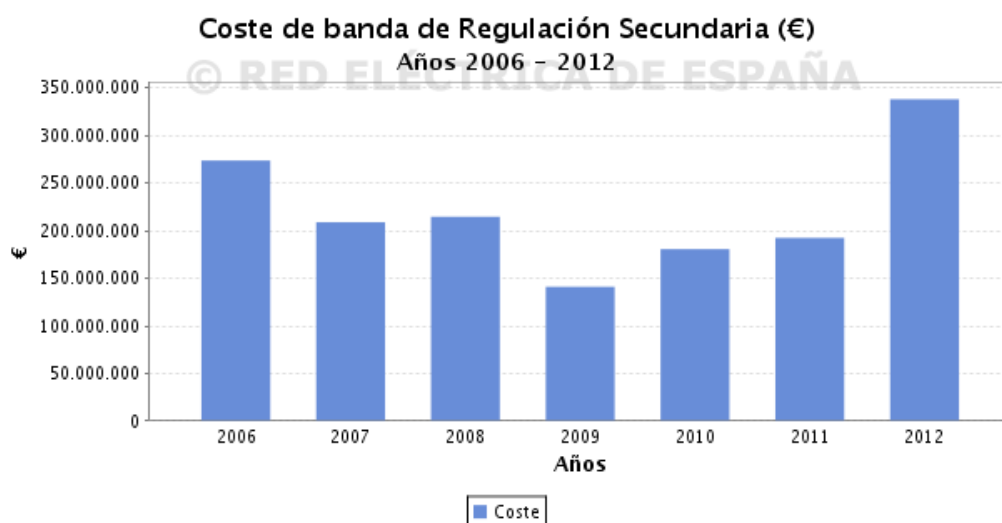


Figura 29: Coste anual de la banda asignada para la regulación secundaria, 2006-12

- Regulación terciaria

La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción o de consumo de bombeo en un tiempo no superior a 15 minutos, y que puede ser mantenida durante, al menos, 2 horas consecutivas.

La regulación terciaria tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada y el ajuste del equilibrio generación-demanda en periodos inferiores o iguales a la hora. Se trata de un servicio complementario de oferta obligatoria para las unidades habilitadas como proveedoras del servicio, gestionado mediante mecanismos de mercado, estando la asignación del servicio basada en criterios de mínimo coste y estableciéndose precios marginales horarios diferenciados para la reserva de regulación terciaria movilizizada a subir y a bajar.

La reserva de regulación terciaria es aportada mediante la actuación manual, de subida o bajada de potencia, de las centrales de generación y/o de consumo de bombeo, respetando siempre la asignación del servicio, las posibles limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad del sistema y las posibles indisponibilidades de instalaciones de generación y/o de consumo de bombeo comunicadas al Operador del Sistema por el sujeto titular de las mismas.

La Figura 30 ilustra gráficamente el proceso de asignación de ofertas de regulación terciaria.

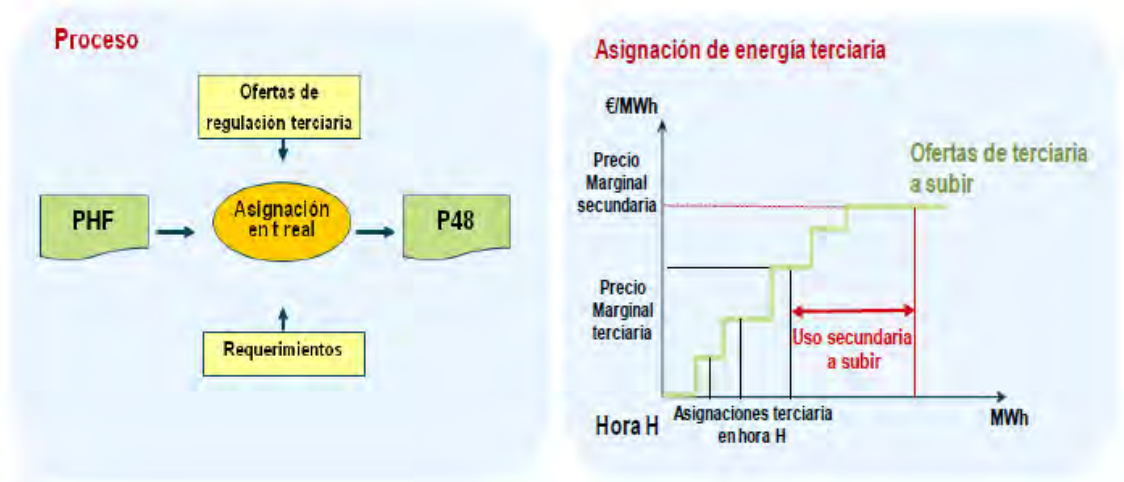


Figura 30: Procedimiento de asignación de energía terciaria

La Figura 31 representa la variación a lo largo de un día de la asignación de energía para regulación terciaria y la Figura 32 muestra su precio durante ese día. En la Figura 33 se recogen los costes anuales de la regulación terciaria a subir, y la Figura 34 presenta los costes anuales de la regulación terciaria a bajar, en el periodo 2006-12.

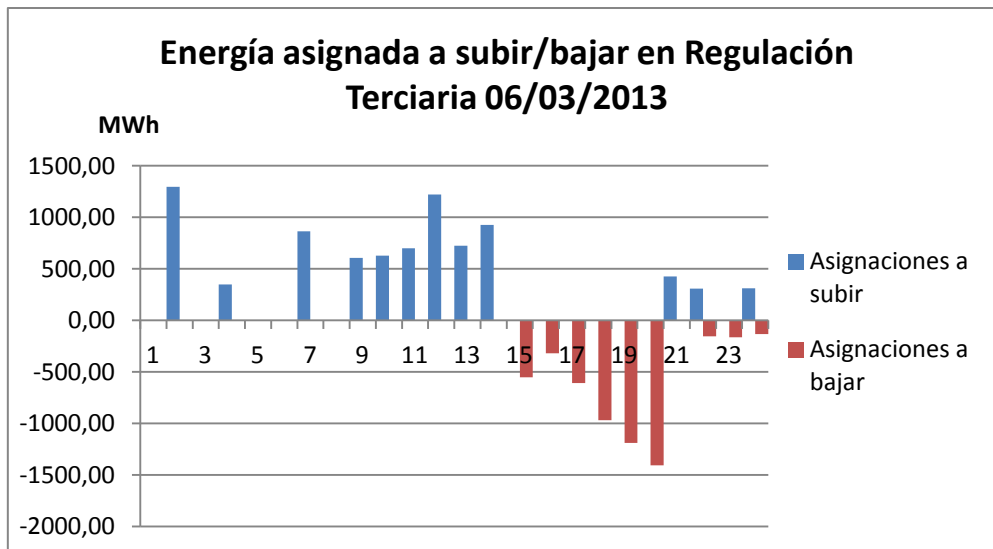


Figura 31: Energía para regulación terciaria, 6/3/2013

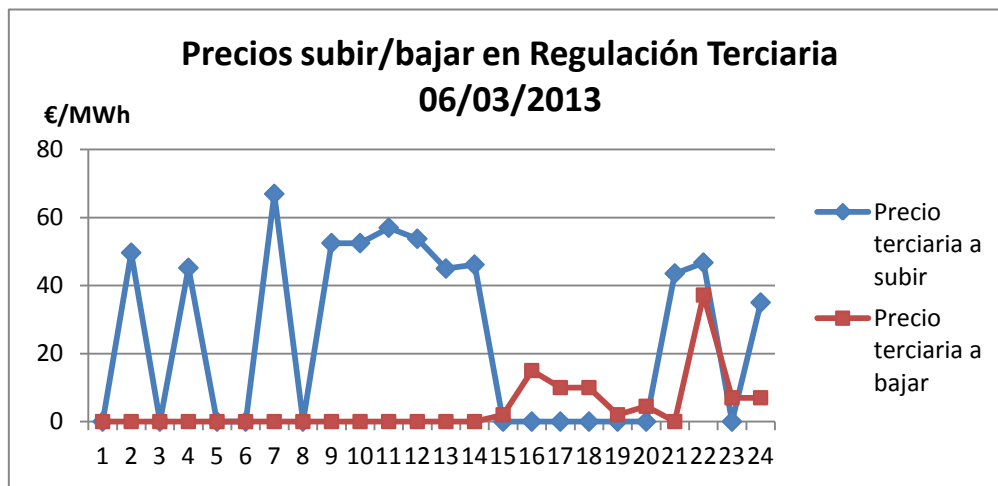


Figura 32: Precios de la energía para regulación terciaria, 6/3/2013

Derechos de cobro para los SM por energía de Regulación Terciaria a subir (€)

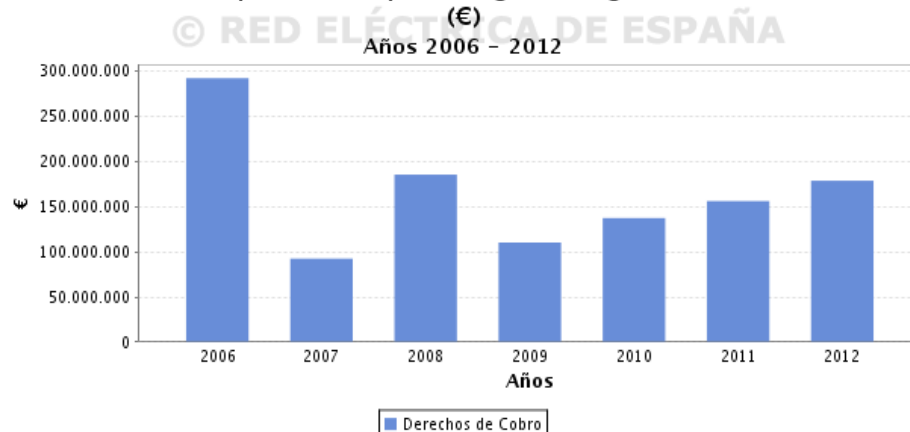


Figura 33: Coste de la regulación terciaria a subir, 2006-12



Figura 34: Coste de la regulación terciaria a bajar, 2006-12

- Control de tensión de la Red de Transporte

Tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte, de forma que la operación del sistema se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas, el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.

Los proveedores de este servicio complementario son los grupos generadores de potencia neta no inferior a 30 MW y con conexión directa, o a través de línea dedicada, a nudos de la red de transporte, el transportista único, los distribuidores que, con carácter excepcional, gestionen elementos de la red de transporte, los consumidores con potencia contratada no inferior a 15 MW y conectados directamente a la red de transporte, y los gestores de las redes de distribución.

Los grupos generadores proveedores del servicio deben verificar en sus respectivos nudos de alta tensión los rangos programados de consignas establecidos por el Operador del Sistema para cumplir con la prestación del servicio.

En caso de que la tensión real en el nudo de alta tensión quede fuera de dicho rango de consignas, un determinado generador cumplirá con la prestación del servicio siempre y cuando genere o absorba, en la adecuada dirección, al menos un determinado valor obligatorio definido en el Anexo 6 del P.O. 7.4 vigente desde marzo de 2000 (véase la Figura 35 con la representación de los requisitos obligatorios de generación/absorción de potencia reactiva en el caso de unidades de generación conectadas en el nivel de tensión de 400 KV).

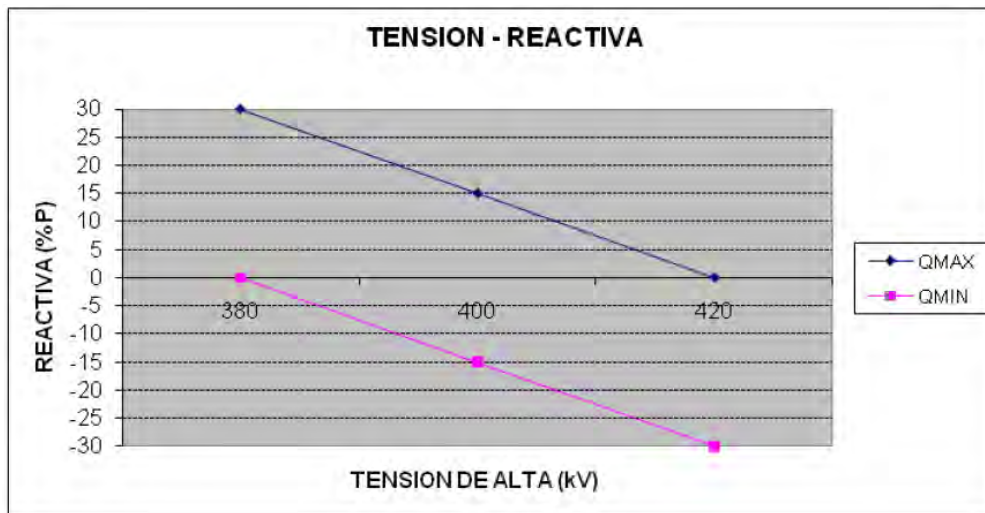


Figura 35: Requisitos de generación de potencia reactiva, 400 kV

De acuerdo con la Figura 35, si un generador tiene una consigna de tensión de 400 kV, y la tensión real en su correspondiente nudo de alta es de 420 kV, para cumplir correctamente el servicio deberá absorber en su nudo de alta tensión una potencia reactiva mínima equivalente al 30% de su potencia activa nominal.

Las unidades de producción en Régimen Especial contribuyen también al servicio de control de tensión/potencia reactiva (independientemente de si están conectadas o no a la Red de Transporte, y de si participan en el mercado o están en un régimen de tarifa regulada), mediante el mantenimiento de unos determinados rangos de factor de potencia (Real Decreto 661/2007 modificado por el Real Decreto 1565/2010).

Cabe destacar la existencia de una propuesta normativa (P.O. 7.5) que desarrolla el Real Decreto 661/2007 modificado por el Real Decreto 1565/2010, propuesta que incentiva una participación más activa de la producción de Régimen especial que pasaría a poder regular potencia reactiva también en rangos de consignas de tensión. En estos momentos, el servicio no se encuentra remunerado, aunque esta nueva propuesta sí contempla una remuneración.

- Reposición del servicio

Tiene por objeto facilitar la reposición del servicio en caso de una perturbación que provoque un corte de mercado de ámbito regional o incluso peninsular.

Se basa en la capacidad que tienen determinados grupos generadores para arrancar sin alimentación exterior en un tiempo máximo determinado tras un cero de tensión general en la instalación, pudiendo mantenerse además generando de forma estable durante el proceso de reposición del servicio, o bien de mantenerse en funcionamiento en isla sobre sus servicios auxiliares. Este mercado está aún en fase de desarrollo.

- Gestión de desvíos

Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de

efectividad de la siguiente sesión. La gestión de desvíos cumple una función de nexo entre los mercados intradiarios y la regulación terciaria, dotando al Operador del Sistema de la provisión de un servicio gestionado mediante mecanismos competitivos de mercado, y de mayor flexibilidad para poder solventar los desequilibrios entre generación y demanda que puedan identificarse tras el mercado intradiario, sin poner en riesgo la disponibilidad de las reservas de regulación secundaria y terciaria requeridas.

Para ello, antes de cada hora se evalúan los desvíos comunicados y/o previstos en el horizonte de tiempo existente hasta la próxima sesión del mercado intradiario y, en caso de identificarse desvíos de magnitud superior a 300 MWh mantenidos varias horas, el Operador del Sistema puede proceder a convocar el correspondiente mercado de gestión de desvíos.

La asignación se basa en las ofertas de incremento o reducción de generación y de consumo de bombeo, presentadas a dicha convocatoria por los Sujetos del Mercado (SM), atendiendo a los requerimientos de la misma.

La valoración de las modificaciones de programa para la resolución de estos desvíos de generación-consumo se realiza al precio marginal de las ofertas asignadas en cada periodo horario, garantizando así la consideración de criterios de mínimo coste en la aplicación del servicio.

El mecanismo de gestión de desvíos se encuentra establecido en el P.O.-3.3 “Resolución de los desvíos generación-consumo”.

La Figura 36 muestra gráficamente el proceso de asignación.

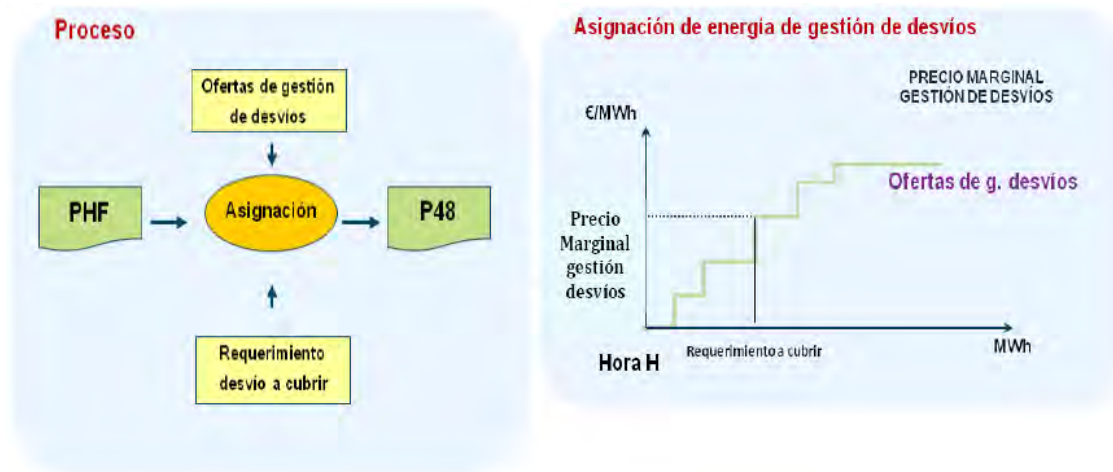


Figura 36: Proceso de asignación de energía para la gestión de desvíos

En la Figura 37 se muestra la asignación de energía el mercado de desvíos para un día determinado, mientras que los precios de dichas asignaciones aparecen en la Figura 38. Los costes anuales del mercado de desvíos se muestran en la Figura 39, y la Figura 40 recoge los ingresos anuales del mercado de desvíos en el periodo 2006-12.

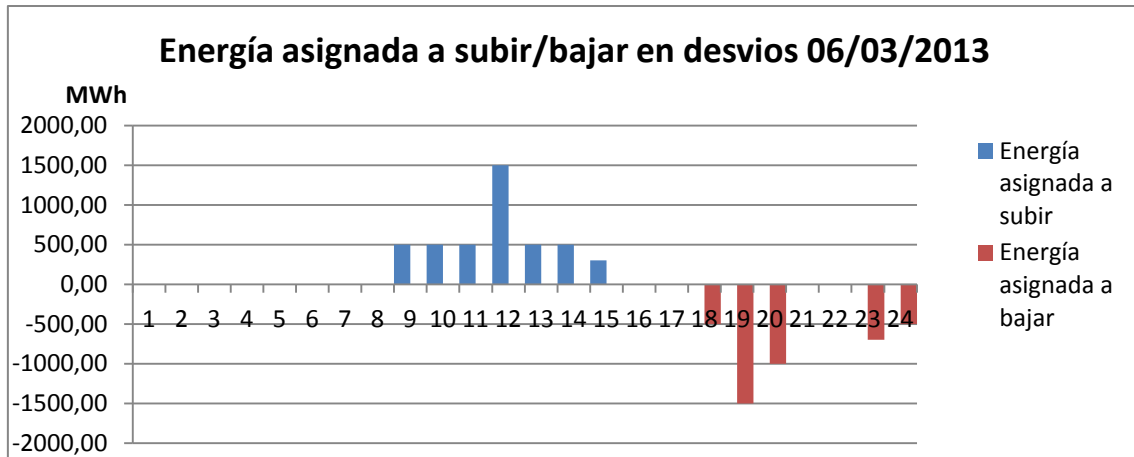


Figura 37: Energía asignada a desvíos, 6/03/2013

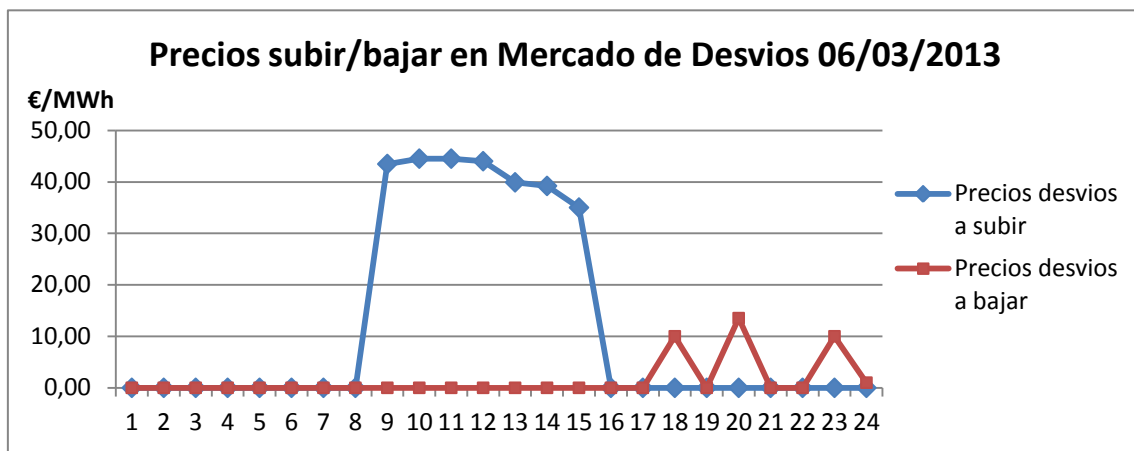


Figura 38: Precios de la energía asignada a desvíos, 6/03/2013

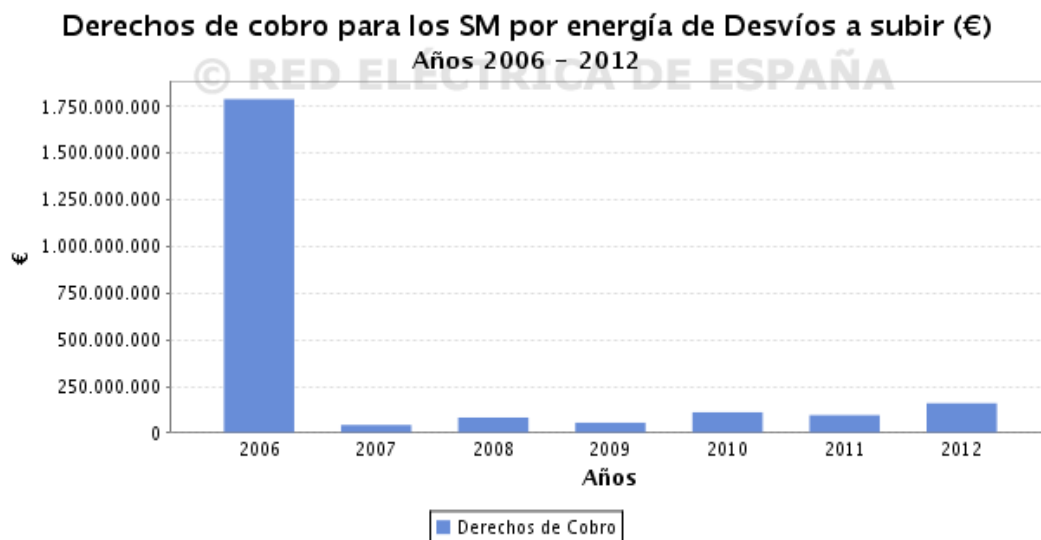


Figura 39: Coste de la energía para desvíos a subir, 2006-12



Figura 40: Coste de la energía para desvíos a bajar, 2006-12

A modo de resumen, la Figura 41 muestra los horarios y los horizontes de programación de los diferentes mercados expuestos anteriormente:

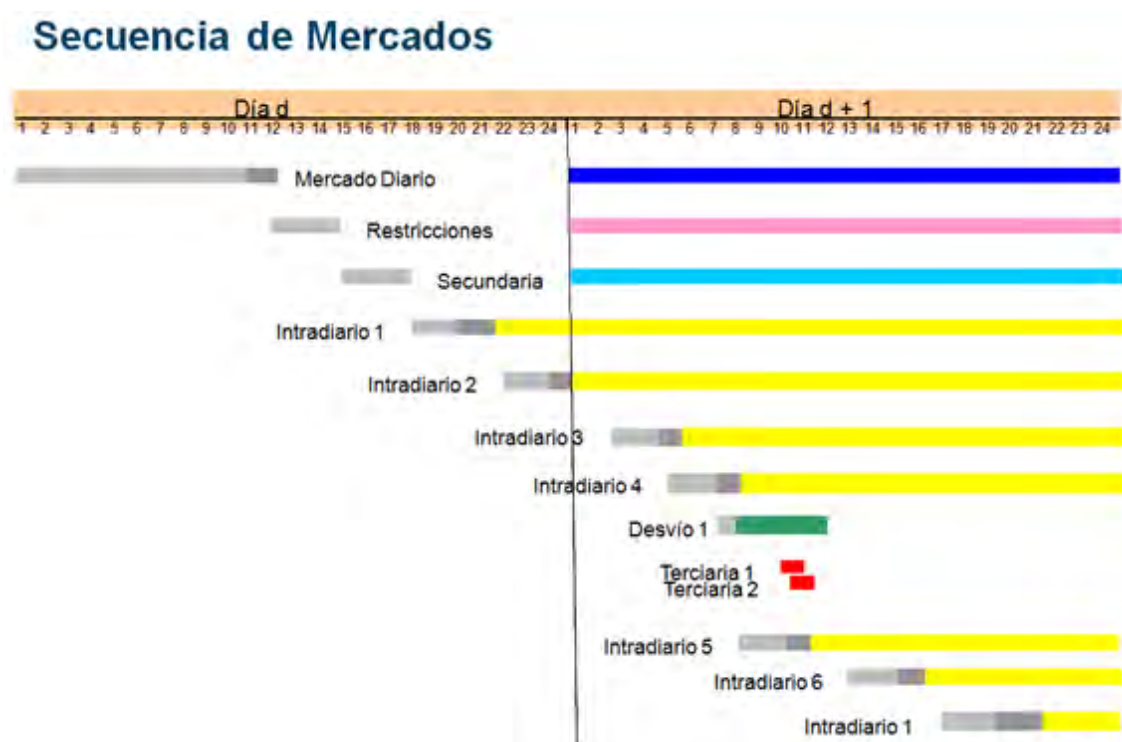


Figura 41: Mercados regulados de energía eléctrica

1.3. Toma de decisiones en el Sistema Eléctrico.

Como se ha descrito en las secciones anteriores, la Ley del Sector Eléctrico ha estructurado el sistema en torno a la figura de seis tipos de agentes:

- Generadores: encargados de la producción de energía eléctrica.
- Comercializadores: encargados de vender la energía a los consumidores finales.
- Transportistas: encargados de desarrollar, mantener y operar la red eléctrica de alta tensión, llevando la energía desde las instalaciones de generación a los núcleos de consumo.
- Distribuidores: encargados de desarrollar, mantener y operar la red eléctrica de media y baja tensión, repartiendo la energía hasta los consumidores finales.
- Operador del Sistema: encargado de la gestión técnica del sistema garantizando la seguridad del mismo.
- Operador del Mercado: encargado de la gestión económica del sistema.

Las actividades de operación del sistema y del mercado, así como el transporte y la distribución se consideran monopolios naturales, al (ser actividades que por su naturaleza, o por las barreras técnicas o económicas a la introducción de competidores no permiten una actividad basada en la libre competencia de los agentes) no ser actividades en las que la competencia optimice el funcionamiento del sistema. Por ello estas actividades son ejercidas sin competencia y son retribuidas de forma regulada.

Sin embargo las actividades de generación y comercialización se realizan en competencia. El punto de encuentro entre estas dos actividades son los mercados, en los que de una forma general los agentes generadores venden su energía a los comercializadores. Los diferentes mercados pueden clasificarse según su horizonte de contratación, así como por la función que desempeñan:

- Mercados a plazos: son mercados en los que es posible negociar productos a largo plazo, permitiendo garantizar el precio de la electricidad durante un determinado plazo temporal. De esta forma es posible reducir e incluso eliminar el riesgo producido por la volatilidad del precio de la energía en los mercados spot. Dentro de este apartado se han descrito los mercados organizados de OMIP, la contratación bilateral u OTC (tanto en su modalidad financiera como física), las subastas CESUR, y las subastas de emisiones primarias.
- Mercados spot: son mercados de contado (contratación física) y de tipo marginalista, en los que se distingue el Mercado Diario y los Mercados Intradiarios. En el Sistema Ibérico, la mayor parte de la contratación de energía se realiza en el Mercado Diario, en el que se establecen los programas de intercambio de energía para el día siguiente. El precio marginal del Mercado Diario es la principal referencia de precio del Sistema Ibérico. Por otra parte, los Mercados Intradiarios han ido cobrando importancia gracias a la posibilidad que ofrecen a los agentes para ajustar sus programas, bien para actualizar sus previsiones de consumo, sus previsiones de disponibilidad de recursos eólicos o solares, o para solucionar problemas derivados de indisponibilidades sobrevenidas. Se realizan seis sesiones de mercado intradiario a lo largo del día, con diferentes horizontes temporales.

- Mercados o servicios de ajuste: gestionados por el Operador del Sistema, tienen por finalidad adaptar, en caso de ser necesario, los programas de producción resultantes de las distintas plataformas de contratación de energía para garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y calidad requeridas para el suministro de energía eléctrica. Incluyen los mercados para la resolución de restricciones por garantía de suministro y de restricciones técnicas, los servicios complementarios (reserva de potencia adicional a subir, regulación frecuencia-potencia, control de tensión de la red de transporte y reposición del servicio) y el proceso de gestión de los desvíos entre generación y consumo.

Cada uno de estos agentes del sistema eléctrico deberá tomar diferentes decisiones relacionadas con su actividad, y optimizar estas decisiones conforme a su planificación estratégica. Como en cualquier otro negocio, el objetivo a seguir con estas decisiones será maximizar el beneficio que genere la actividad. Sin embargo, las peculiaridades del sistema eléctrico hacen que deban tenerse en cuenta una serie de factores que condicionan la toma de decisiones:

- Incertidumbre frente a la regulación.
- Privatización e intervención estatal.
- Efectos del déficit de tarifa.
- Incertidumbre de los recursos renovables (hidráulicos, eólicos, solares, etc.).
- Evolución de la demanda.
- Riesgo y contratación.
- Disponibilidad de recursos físicos o infraestructura eléctrica (planificación integrada).
- Efectos de los programas de uso racional de energía.
- Ingresos regulados (a la distribución, el transporte y la operación).
- Restricciones financieras (rentabilidad, liquidez).
- Estrategias de mercado y de servicios.
- Inversión privada nacional y extranjera.
- Monopolios naturales.
- Situación económica del país.
- Relación de la planificación de corto plazo con la de largo plazo.
- Impacto de las decisiones de los competidores.

Como puede observarse, la interacción entre los principales agentes participantes en cada negocio induce una alta complejidad en el comportamiento del mercado, puesto que las decisiones tomadas por cada uno de ellos pueden influir sobre las decisiones de los demás agentes. Por lo tanto la toma de decisiones se convierte en un nuevo y complejo problema con muchos aspectos con gran incertidumbre y riesgo para inversores y decisores públicos y privados.

Todo lo anteriormente mencionado hace pensar en la necesidad de que los diferentes agentes del sistema en este ambiente de liberalización de los mercados energéticos, dispongan de una estructura de toma de decisiones soportada en herramientas informáticas, que modelen la dinámica y la interacción de las variables más relevantes para su desempeño financiero, así como aspectos técnicos, económicos y de mercado. Se trata de que estas herramientas permitan ayudar a evaluar y definir estrategias de participación en el mercado o de diversificación de servicios, entre otras, para lograr posicionarse de una manera eficiente, competitiva y perdurable

en la estructura actual del Sector Eléctrico. Son muchas las decisiones que requieren de un sistema de apoyo a la toma de decisión en función de las tareas de cada agente:

- Operador del Sistema y Operador del Mercado:

Las labores de estos dos agentes se encuentran muy procedimentadas, por lo que apenas queda lugar para la toma de decisiones. Sin embargo, sí existen ciertas aéreas o funciones en las que el operador podría verse beneficiado por la existencia de un sistema de ayuda a la toma de decisiones:

- Creación de nuevos mercados: desde la implantación del sistema liberalizado en 1997, la estructura de los mercados se encuentra en continua evolución. Después de 16 años de operación, aún se pueden encontrar fórmulas que consigan reducir el coste de la energía eléctrica para los usuarios, añadiendo más competencia en los mercados, a la vez que se consigue un nivel de seguridad en la operación mayor. Prueba de ello es la reciente puesta en marcha del mercado de reserva de potencia adicional a subir, en Mayo de 2012. Por ello los Operadores deben estudiar continuamente el comportamiento de los agentes en los mercados, para detectar prácticas incorrectas y oportunidades de mejora creando nuevos mercados. Una vez detectada la necesidad de crear un nuevo mercado, los Operadores deberán definir las normas de éste: que agentes pueden acudir al él, que ofertas pueden realizar, que algoritmo de casación se aplicará, si se aplica un sistema de retribución marginalista o según precio de oferta, etc.
- Solución de restricciones técnicas en el diario y en Tiempo Real: como ya se comentó en el anterior capítulo, la detección de restricciones técnicas se realiza mediante la ejecución de flujos de cargas en el Sistema Peninsular mediante la herramienta informática PSS/E. Sin embargo, estas restricciones pueden ser solucionadas de diferentes maneras técnicamente viables, que en general suelen consistir en aumentar o reducir la generación en una zona de la red. El criterio general implica adoptar aquella solución que suponga un menor coste para el Sistema, aunque ésta no sea siempre la mejor solución técnicamente hablando. Por ello es necesaria la experiencia del Operador para identificar una solución de compromiso entre los aspectos técnicos y económicos.
- Calculo de las necesidades de reserva de potencia a subir y de banda de regulación secundaria: es tarea del Operador del Sistema prever con suficiente antelación (al menos un día) las necesidades de reserva adicional de potencia a subir y de banda de regulación secundaria, para poder abrir dichos mercados. Estas cantidades se ven sometidas a cierta incertidumbre, debido a la variabilidad que introduce en el sistema el comportamiento de la demanda y de las energías renovables (no gestionables). Además, el operador deberá observar en tiempo real si existen necesidades adicionales de banda de regulación secundaria o de reserva de potencia a subir para mantener el sistema en condiciones seguras de explotación.
- Necesidades de desvíos y regulación terciaria: con el objetivo de mantener siempre el equilibrio entre generación y demanda, el Operador del Sistema deberá prever con suficiente antelación la necesidad de convocar a los agentes al mercado de desvíos o asignar regulación terciaria. Esta previsión dependerá principalmente de la evolución de la demanda de energía con respecto a la previsión, la evolución de la generación eólica y solar respecto de sus previsiones, y del saldo de energía de la interconexión con Francia respecto al programado.

El operador deberá optar en tiempo real entre mantener el equilibrio generación-demanda mediante la regulación secundaria, convocar desvíos si se prevé un desequilibrio a lo largo de un horizonte de varias horas, o asignar regulación terciaria. La solución elegida debería ser aquella que suponga un menor coste para el sistema.

- Asignación de restricciones por garantía de suministro: como se indicó en el capítulo anterior, es labor del Operador del Sistema elaborar las previsiones y los programas de funcionamiento de las centrales térmicas cuyo combustible es carbón autóctono. Para ello el operador deberá optimizar las existencias de carbón en los parques de estas centrales a lo largo de todo el año, teniendo en cuenta factores como las existencias máximas en los parques, los contratos de abastecimiento, los periodos de mantenimiento de las centrales, los ciclos de demanda eléctrica, la hidráulicidad y eolicidad del sistema, las condiciones de arranque, parada y funcionamiento de las centrales, así como el consumo y costes de éstas, etc.
- Reposición del servicio: en caso de que se produzca un incidente en la red eléctrica que produzca un cero de tensión zonal, o en el peor de los casos, nacional, el OS será el encargado de realizar y coordinar las maniobras necesarias en las redes de transporte y distribución, así como coordinar a los distintos generadores, para reponer el servicio en el menor tiempo posible en las condiciones adecuadas de seguridad. A pesar de que estas situaciones se encuentran muy procedimentadas, y que además se realizan simulacros de reposición periódicos con los demás agentes implicados, durante las reposiciones del servicio deben tomarse decisiones de gran importancia debido al gran impacto que causa en toda la población un corte de suministro eléctrico de estas características. Por ello es muy recomendable la existencia de un sistema de apoyo a la toma de decisiones en estas circunstancias, ya que son labores que por fortuna, el OS no realiza con demasiada frecuencia.

- Agentes transportistas y distribuidores:

Al tratarse de actividades no sometidas a competencia, las actividades de transporte y distribución pueden tomar sus decisiones sin tener que considerar las actuaciones de sus competidores. En general, las decisiones que deban tomar estos dos agentes serán de la misma naturaleza, ya que sus actividades se diferencian básicamente en el nivel de tensión de la red que operan. Estas decisiones tendrán dos vertientes principales: el desarrollo y mantenimiento de la red, y la operación de la misma.

- Inversión en nuevas líneas, subestaciones y equipos: el desarrollo de las redes de transporte y distribución requiere de grandes inversiones, con periodos de recuperación generalmente largos, por lo que no suelen ser inversiones atractivas para capitales privados. Estas inversiones solo se llevan a cabo cuando se detectan restricciones en el funcionamiento de la red durante periodos prolongados de tiempo, y se comprueba que la reducción de costes en el sistema que implica el proyecto amortiza la inversión en un plazo razonable de tiempo.

Es muy habitual en proyectos del tipo de nuevas líneas de transporte y distribución, subestaciones, interconexiones internacionales o repotenciaciones de instalaciones existentes, que el coste de la instalación sea proporcional a su potencia nominal de diseño. Sin embargo, la reducción de costes que se produce en el sistema, aunque también aumenta monotonamente con la potencia nominal de la instalación, debe encontrarse un óptimo entre

el ahorro conseguido en el sistema, el coste de la instalación, y la potencia nominal de misma.

Para realizar este tipo de análisis, es necesario el soporte de herramientas informáticas que permitan estimar los costes del sistema simulando distintas opciones de instalaciones, para poder compararlos con la inversión que supone el proyecto, y así afrontar aquellos proyectos que puedan resultar suficientemente rentables para el agente.

Pero no solo deben tenerse en cuenta las condiciones económicas para estudiar este tipo de proyectos. En muchas ocasiones, los condicionantes medioambientales serán los que marquen la viabilidad del proyecto. En general, las instalaciones de transporte y distribución tienen un elevado impacto ambiental por las grandes extensiones de terreno a las que afectan, por lo que además de paralizar un proyecto, pueden disparar los costes por encima de los niveles admisibles. Por ello la elección correcta del emplazamiento de las nuevas instalaciones es crítica para que un proyecto pueda ser viable.

- Planes de mantenimiento: el mantenimiento de líneas, subestaciones y equipos deberá planificarse siempre que sea posible en aquellos periodos de tiempo en los que cause un menor impacto económico a la operación del sistema. Gracias al mallado y redundancia de las redes de transporte y distribución, la mayor parte de las instalaciones pueden descargarse para realizar labores de mantenimiento, sin causar ningún sobrecoste en el sistema. Sin embargo, la indisponibilidad simultánea de ciertos elementos de la red puede causar restricciones en la misma, con el sobrecoste que ello implica. Por ello es importante planificar con suficiente antelación las actuaciones de mantenimiento (generalmente en horizontes anuales) y actualizar estas planificaciones con toda la información disponible en el corto plazo (horizontes semanales) para minimizar los sobrecostes producidos. En algunos casos, será posible desplazar los trabajos a periodos con menor demanda eléctrica (en valle, fines de semana, festivos) para reducir el impacto de éstos sobre el sistema. En otros casos, podrán programarse los trabajos de forma que no sean coincidentes para evitar restricciones.

Para esta labor, al igual que en el estudio de nuevas instalaciones, se requiere de herramientas que permitan calcular los sobrecostes producidos por los trabajos de mantenimiento, y que ayuden a minimizarlos programándolos en horizontes temporales óptimos.

- Operación en tiempo real y gestión de averías: la gestión de averías es crítica sobre todo en las redes de distribución, ya que los cortes de suministro que se produzcan en las instalaciones de los consumidores penalizan directamente a la retribución del agente. Por ello, ante una avería, el operador de la red deberá tratar de reponer el servicio a la mayor brevedad posible buscando vías alternativas de suministro y solucionando la avería lo antes posible. Para ello es necesario que pueda detectarse la avería de forma casi instantánea, y disponer de distintos planes de actuación elaborados antes de que ésta se produzca.

- Agentes comercializadores:

La diversidad de las decisiones aumenta en gran medida cuando consideramos un agente comercializador. También aumenta considerablemente la complejidad de las mismas debido al efecto que tiene sobre sus decisiones las estrategias de sus competidores. Pueden distinguirse dos grandes bloques de decisiones: las que implican a la gestión del mercado minorista (clientes), y las que implican al mercado mayorista (compras de energía).

- Elaboración de previsiones de demanda: antes de plantear su estrategia para los mercados mayoristas, el agente deberá realizar con la suficiente antelación la previsión de consumo de sus clientes. En el caso de tratarse de un comercializador de último recurso, tal como se explicó en el capítulo anterior, se deberá realizar una previsión trimestral para acudir a la subasta CESUR con las cantidades que el regulador estime oportuno. Por otro lado, las previsiones también son necesarias para poder elaborar sus ofertas para los distintos mercados, ya sean de largo o corto plazo. La incertidumbre en las previsiones de demanda se introduce de esta manera en sus ofertas, lo que permite llevar a cabo una cierta gestión de los riesgos sobre sus ingresos. Por ello se hace necesario contar con un sistema de apoyo para la realizaciones de previsiones en la demanda que cuantifiquen la incertidumbre que puede existir en los ingresos del agente, si bien es verdad que esta incertidumbre tiende a reducirse a medida que se reduce el horizonte temporal.
- Contratación en los mercados mayoristas: podría decirse que la mitad del negocio de un agente comercializador consiste en comprar la energía que necesiten sus consumidores en los distintos mercados mayoristas. Por ello uno de los dos factores que marcará sus ingresos será el precio al que sea capaz de abastecerse de energía eléctrica. Como se explicó en el capítulo anterior, para abastecerse podrá acudir a mercados a largo plazo o a los mercados spot. Cada una de las opciones conlleva unas ventajas y unos inconvenientes. Por un lado, los mercados a largo plazo (mercados de OMIP, o contrataciones bilaterales) permiten asegurar un precio para la energía, de forma que el agente conoce con mucha antelación los ingresos que va a obtener, reduciéndose de esta forma los riesgos de su negocio. Sin embargo la incertidumbre en las previsiones de demanda comentada anteriormente hace que el agente no pueda acudir con toda su energía a los mercados de largo plazo. Igualmente, bajo un funcionamiento racional los mercados a largo plazo podrán suponer unos costes más elevados causados por los sobrepuestos asociados a la incertidumbre en los precios futuros. Por otro lado, un buen conocimiento de los mercados spot puede permitir al agente conseguir un mejor precio para su energía dadas las oportunidades que ofrecen las múltiples sesiones del mercado intradiario. Si el agente conoce bien el comportamiento de sus competidores en el mercado, puede obtener un sobreingreso con el diferencial de precio que se produce entre el mercado diario y los intradiarios, mayor aún si tiene cierta capacidad de influir en el resultado de los mercados (agente dominante). Además, la proximidad en el tiempo de los mercados spot permite al agente contar con previsiones de demanda mucho más precisas.

Con estos condicionantes, el agente debe definir su estrategia de participación en los mercados con el objetivo de optimizar sus ingresos. Para ello son extremadamente útiles y necesarias herramientas de predicción de precio, así como herramientas que permitan observar y comprender las estrategias de los competidores.

- Contratación en mercados minoristas: si la contratación de la energía en los mercados mayoristas es la mitad del negocio del agente comercializador, la otra mitad debe ser la venta de la misma a sus clientes particulares. Para poder crecer como negocio, lo primero que debe hacer un comercializador es conseguir una cartera de clientes. Estos podrán ser de diferente índole: grandes clientes industriales, que aportarán una demanda en base anual y fácil de predecir; pequeños clientes domésticos, con ciclos diarios y estacionales en su consumo; empresas de servicios, etc. Las condiciones de venta para cada tipo de cliente serán diferentes: para atraer a grandes clientes serán necesarios precios más bajos y asegurar la continuidad del suministro, mientras que para los pequeños clientes domésticos las ofertas se centran más en ofrecer servicios de mantenimiento de instalaciones o combinar las ofertas de

electricidad y gas natural. Todas estas ofertas deberán ser elaboradas optimizándolas respecto al coste de la compra de energía con el objetivo de maximizar el beneficio del agente.

- Generación:

Las decisiones que debe tomar un agente generador tienen cierta similitud con las de transportistas y distribuidores en lo que respecta al diseño, mantenimiento y operación de instalación, pero también se asemejan a las señaladas de los agentes comercializadores, en todo lo que respecta a los mercados mayoristas y al abastecimiento de materias primas. Probablemente sea el agente con mayor variedad de decisiones.

- Inversión en nuevas instalaciones de generación: al igual que en el caso de las redes, la instalación de nuevos generadores requiere de grandes inversiones con largos periodos de recuperación. Además la incertidumbre producida por la volatilidad de los precios de la energía, y la incertidumbre normativa que vivimos en España, hacen que se trate de inversiones poco atractivas para inversores privados. Sin embargo la evolución tecnológica vivida en los últimos 10 años con las turbinas de gas y las energías renovables, las ayudas a las energías de régimen especial, y la nueva regulación de pago por garantía de potencia, han hecho más accesibles estas inversiones al garantizar la recuperación de los costes fijos de las instalaciones de generación.

Sin embargo la decisión de invertir en una nueva instalación deberá contemplar gran cantidad de factores, de los cuales el más importante puede ser la selección de la ubicación. El emplazamiento de la central influirá en muchos aspectos del proyecto, como el aprovisionamiento de combustible, disponibilidad de recurso renovable (eólico, solar o hidráulico), el rendimiento que se obtendrá de la central, la posibilidad de solucionar restricciones zonales, limitaciones medioambientales, etc. No es una cuestión sencilla de resolver debido a la gran cantidad de factores que influye.

- Gestión y optimización de combustibles: de forma análoga a lo expuesto para un comercializador, podría decirse que el aprovisionamiento de combustible es la mitad del negocio de un generador. Al igual que ocurría con la decisión de compra de la energía eléctrica por un comercializador, el generador podrá obtener su combustible a través de los mercados internacionales de energías primarias (carbón, gas natural, fuel, combustible nuclear, etc.), o bien a través de contratos OTC con productores de combustibles (la opción más habitual). En este tipo de acuerdos no solo se pactan las cantidades y el precio del combustible adquirido como en el caso de la electricidad, sino que se deben acordar una gran cantidad de aspectos adicionales. Por ejemplo en el caso del gas natural, las contrapartes suelen acordar diferentes “bandas” o cantidades de gas anuales con precios ascendentes (de forma que si el generador quiere consumir más gas del pactado inicialmente pueda hacerlo, pero a un precio mayor), cláusulas “take or pay” (que suponen un consumo mínimo que debe pagarse aunque éste no se realice), como debe repartirse el consumo de gas a lo largo de los cuatro trimestres, lugar y condiciones de entrega (si se entrega en forma gaseosa en brida de entrada a la central, o se entrega en forma licuada en un puerto cercano), los peajes a pagar por el uso de la red de gas, etc. En los contratos de carbón, fuel o combustible nuclear se pueden encontrar además de éstas, otras muchas condiciones adicionales.

- Gestión y optimización de la generación: Una vez gestionado el aprovisionamiento de combustible, el objetivo de un agente generador será optimizar su conversión a energía eléctrica. Dado que conoce con suficiente antelación todas las condiciones de suministro, la programación de la generación se convierte en un problema de optimización económica cuyo resultado es el precio y la cantidad de energía eléctrica con la que puede acudir a los mercados.
- Gestión y optimización de recursos renovables: la gestión de un recurso renovable se diferencia de la gestión de un combustible básicamente en el coste cero del recurso renovable y en la incertidumbre en la disponibilidad de éste. Por ello el principal problema para un agente generador que utilice recursos renovables (energía eólica, solar, hidráulica, etc.) es predecir con cuanto recurso contará para generar energía eléctrica.

En el caso de la energía hidráulica, el agente deberá contar con modelos hiperanuales de aportaciones de entrada a sus embalses para poder gestionar el nivel de los mismos a lo largo de todo un año, modelos de lluvia en la cuenca para predecir las aportaciones más a corto plazo, y datos en tiempo real de aportación y nivel del embalse. Todo ello le permitirá conocer con qué volumen de agua puede contar en cada momento, y en qué momento puede obtener un mayor beneficio mediante su transformación en energía eléctrica.

Por el contrario, cuando el recurso renovable no es gestionable, el agente solo necesitará una predicción de la energía eléctrica que podrá producir para poder acudir a los mercados. Por ello en los últimos años ha cobrado tanta importancia la elaboración de predicciones de energía eólica y energía solar.

- Contratación en los mercados mayoristas: siguiendo con la analogía con un agente comercializador, la otra mitad del negocio de un generador es la venta de su energía eléctrica en los diferentes mercados. Las ventajas de hacerlo en mercados a plazo o mercados spot ya ha sido comentada anteriormente. Sin embargo en este caso cobra una especial importancia el diseño de la estrategia del agente, ya que entre generadores sí se produce una competencia directa. Un agente que no tenga capacidad de influir en el resultado del mercado con sus ofertas, solo deberá optimizar su oferta respecto al coste de su combustible, y predecir si el precio resultante del mercado le permitirá obtener un beneficio. Sin embargo, cuando el agente tiene una posición dominante en el mercado su estrategia se complica. Por un lado necesitará tener una estimación de la demanda y el precio que se esperan en el mercado a corto y medio plazo. También necesitará conocer de forma aproximada el comportamiento de sus competidores, con el fin de calcular que parte de la demanda podrá satisfacer. En función de todo ello, el agente deberá decidir con qué centrales quiere funcionar, y qué beneficio espera obtener de ellas según sus costes de combustible. Se obtiene de esta forma un “coste de oportunidad”, es decir, el agente estima en el medio plazo que precio puede obtener por su energía, y este se convierte en el precio de su oferta. Por debajo de éste el agente no pondrá en marcha sus centrales, a la espera de que el precio del mercado suba hasta donde él espera.
- Planes de mantenimiento: de forma similar a lo expuesto en el caso de los operadores de redes, el agente generador deberá elaborar sus planes de mantenimiento con un horizonte típicamente anual. Generalmente el generador deberá planificar el mantenimiento de sus centrales en las épocas de menor demanda de energía, donde los precios de la energía son menores. Sin embargo en el caso de centrales hidráulicas u otras energías renovables, estas

paradas deberán realizarse cuando se espere una menor disponibilidad del recurso, con el objetivo de minimizar las pérdidas.

- Concurrencia en mercados secundarios: el generador debe decidir las condiciones en las que acudir a mercados como el intradiario, u otros mercados para servicios de ajuste. Estas decisiones se basarán en la información obtenida del mercado diario y las estimaciones del generador en relación con sus disponibilidades de capacidad y sus costes de operación.

En la mayoría de los casos anteriormente mencionados, los diferentes problemas asociados a la toma de decisiones están relacionados entre sí, y debieran tratarse de manera coordinada, con la complicación que eso pueda suponer. Por ejemplo, las decisiones de aprovisionamiento de combustible y de optimización de la generación no son independientes, como no lo son los de optimización de la generación y contratación en mercados mayoristas o concurrencia en mercados secundarios.

2. Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles.

La organización del sector eléctrico en España ha experimentado profundas transformaciones durante la última década, por la introducción de distintos grados de competencia en los sectores de la generación y la comercialización, y de esquemas regulados en los sectores de transporte y distribución, que facilitan y sustentan la competencia en los otros sectores.

Los sistemas de generación de energía eléctrica tradicionales han operado sobre la base de generar aquella energía necesaria para atender a la demanda en cada instante de tiempo. La confluencia de una serie de factores como la ampliación de la generación renovable, los costos derivados de gestionar los picos de demanda de la red y la inversión de capital en la infraestructura de la red eléctrica para mejorar su fiabilidad así como en iniciativas de redes inteligentes, está despertando un renovado interés en los sistemas almacenamiento de energía eléctrica, como las centrales hidroeléctricas reversibles de acumulación de agua por bombeo. En mercados no competitivos, estas centrales aprovechan los excedentes de energías en horas de menor demanda, para disponer de la energía de punta adecuada a las curvas de la demanda previstas (independientemente de otras consideraciones y aplicaciones sobre la acumulación de energía). En mercados competitivos, permiten llevar a cabo un arbitraje limitado entre los periodos de precios elevados correspondientes a las horas punta y los periodos de valle con precios reducidos, mejorando la eficiencia económica del sistema.

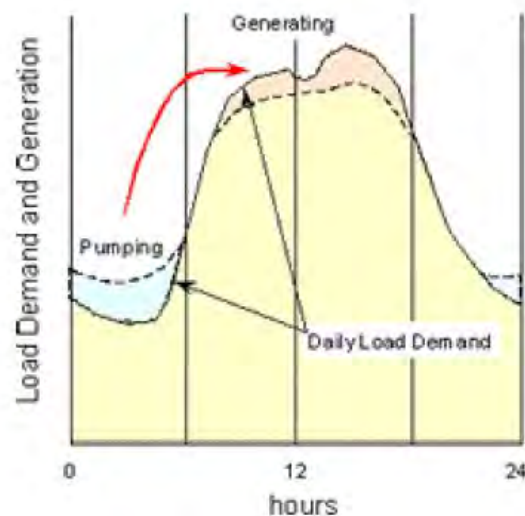


Figura 42: Modulación de la demanda mediante centrales reversibles

Los modelos de programación de la operación de sistemas hidrotérmicos que cuentan con centrales reversibles han sido exhaustivamente estudiados en mercados de energía eléctrica no competitivos, donde el interés principal radicaba en la evaluación de la fiabilidad de sistema o bien en la minimización de los costos variables de operación, dadas las características de este tipo de centrales. Sin embargo, cuando la estructura del mercado de energía eléctrica es centralizada (Pool), la programación de la operación de sistemas hidrotérmicos requiere del desarrollo de nuevos modelos matemáticos que contemplen en forma integrada las características técnico-económicas de los distintos agentes del mercado.

2.1. Centrales hidráulicas reversibles.

Una central hidroeléctrica de bombeo es un tipo especial de central hidroeléctrica que tiene dos embalses. El agua contenida en el embalse situado en el nivel más bajo (embalse inferior), es bombeada durante las horas de menor demanda eléctrica, o de menor precio de la energía, al depósito situado en la cota más alta (embalse superior), con el fin de turbinarla posteriormente para generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico, o de mayor precio.

Por tanto, estas instalaciones permiten una mejora en la eficiencia económica de la explotación del sistema eléctrico al almacenar electricidad en forma de agua embalsada en el depósito superior. Constituye en la actualidad la forma más económica de almacenar energía eléctrica.

Hay tres tipos básicos de centrales de bombeo, en función de cuáles sean las aportaciones de agua que se producen:

- Centrales de bombeo puro: en este caso el embalse superior no recibe aportaciones hidráulicas.
- Centrales de bombeo mixto: en estas centrales, tanto el embalse superior como el inferior reciben aportaciones hidráulicas.
- Centrales de bombeo diferencial: en ellas distintos embalses inferiores comparten un mismo embalse superior, más grande.

También pueden clasificarse las centrales de bombeo según el tipo de operación:

- Instalación de turbina y bombas: cada equipo funciona independiente entre sí según se esté bombeando o generando energía.
- Instalación de turbina reversible: funcionamiento como turbina para la generación de energía o como bomba centrífuga para el bombeo de agua al embalse superior.

Un esquema del funcionamiento de una central de bombeo puro es el siguiente:



Figura 43: Central hidroeléctrica de bombeo

Durante las horas en que la demanda de energía eléctrica es mayor, la central de bombeo funciona como cualquier central hidroeléctrica convencional: el agua que previamente es acumulada en el embalse superior (1) cerrado por una presa (2), llega a través de una galería de conducción (3) a una tubería forzada (5), que la conduce hasta la sala de máquinas de la central eléctrica. Para la regulación de las presiones del agua entre las conducciones anteriores se construye en ocasiones una chimenea de equilibrio (4).

En la tubería forzada, el agua va adquiriendo energía cinética (velocidad) que, al chocar contra los álabes de la turbina hidráulica (6), se convierte en energía mecánica rotatoria. Esta energía se transmite al generador (7) para su transformación en electricidad de media tensión y alta intensidad. Una vez elevada su tensión en los transformadores (8) es enviada a la red general mediante líneas de transporte de alta tensión (10). El agua, una vez que ha generado la electricidad, circula por el canal de desagüe (9) hasta el embalse inferior (11), donde queda almacenada.

Cuando se registra un menor consumo de energía eléctrica (generalmente durante las horas nocturnas o valle de los días laborables y los fines de semana) se aprovecha que la electricidad en esas horas tiene un menor coste en el mercado, y se utiliza para accionar una bomba hidráulica que eleva el agua desde el embalse inferior (11) hasta el embalse superior (1), a través de la tubería forzada y de la galería de conducción. El agua es elevada, generalmente por las propias turbinas de la central, funcionando como bombas accionadas por los generadores que actúan como motores. Una vez efectuada la operación de bombeo, el agua almacenada en el embalse superior (1) está en condiciones de repetir otra vez el ciclo de generación eléctrica.

Este proceso comporta pérdidas (el rendimiento del proceso suele estar entre el 65% y el 70%), y solo se justifica por el ahorro que supone la sustitución de energía cara (la de las horas punta) por energía más barata (la de las horas valle). El bombeo puede seguir un ciclo diario, o semanal, aprovechando la diferencia en el nivel de demanda entre el día laborable y el día festivo.

En el mundo hay instalados cerca de 95 GW instalados de centrales de bombeo. Las mayores centrales son:

País	Nombre	Fecha	Salto (m)	Potencia (MW)
EEUU	Lewiston (Niagara)	1961	33	2880
EEUU	Bath County	1985	380	2700
China	Guangzhu	2000	554	2400
Rusia	Dneister	1996	150	2268
EEUU	Ludington	1973	110	1980
EEUU	Racoon Mt	1979	310	1900
Reino Unido	Dinorwig	1984	545	1890
China	Tianhuangping	2001	590	1800
Francia	Grand Maison	1987	955	1800
Australia	Tumut 3	1973	151	1690
Taiwán	Mingtán	1994	380	1620
Japón	Kazunogawa	2001	714	1600
Italia	Piastra Edolo	1982	1260	1020
Italia	Chiotas	1981	1070	1184

Tabla 7: Principales centrales hidráulicas reversibles en el mundo.

Las tres centrales indicadas en azul en la tabla son las que presentan mayor salto hidráulico.

En España, la primera central reversible data de 1930. La potencia instalada acumulada se muestra en la siguiente figura:

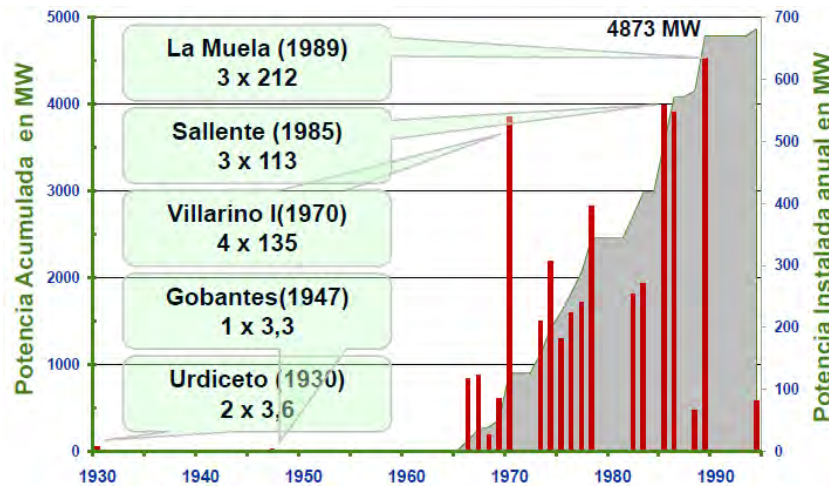


Figura 44: Potencia de centrales reversibles acumulada en España

En la actualidad, hay 2457 MW instalados de bombeo puro en España, y otros 2416 MW de bombeo mixto. Además hay otros 3200 MW en construcción o en proyecto, con los que se cuenta para el año 2030. Las mayores centrales en funcionamiento se muestran en la siguiente figura:



Figura 45: Centrales reversibles en España

El objetivo de los agentes propietarios de estas instalaciones es maximizar el beneficio obtenido por la operación de éstas en los diferentes mercados (analizados en secciones anteriores). Para ello deberán optimizar sus ofertas en función del recurso hidráulico del que dispongan en cada

momento, y también en base a su previsión de precios en los distintos mercados, con el objetivo de que el diferencial de precios que se produzca entre la compra de energía para el bombeo y la venta de energía producto del turbinado sea máximo. Los agentes podrán realizar esta optimización en horizontes diarios, semanales o raramente mensuales, en función del periodo de previsión de precios de que disponga y la fiabilidad de dichas previsiones.

En las siguientes gráficas se muestra la evolución del precio horario en el mercado diario durante el día 27 de Mayo de 2013, la última semana del mes de Mayo, y el mes de Mayo al completo:

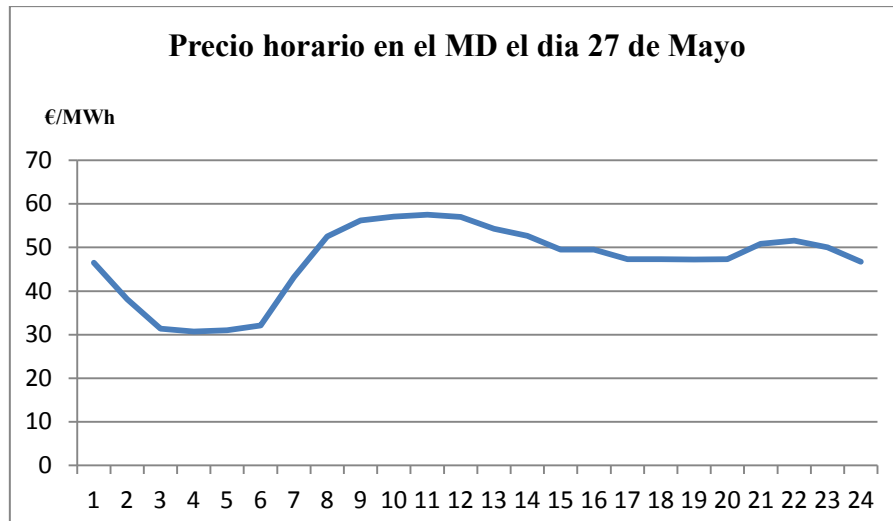


Figura 46: Precio horario del MD del día 27 de Mayo

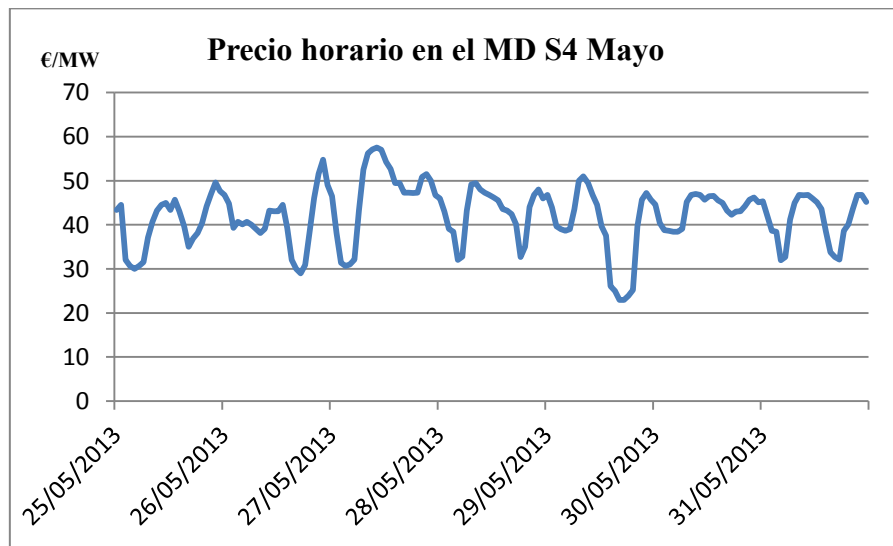


Figura 47: Precio horario del MD en la última semana de Mayo

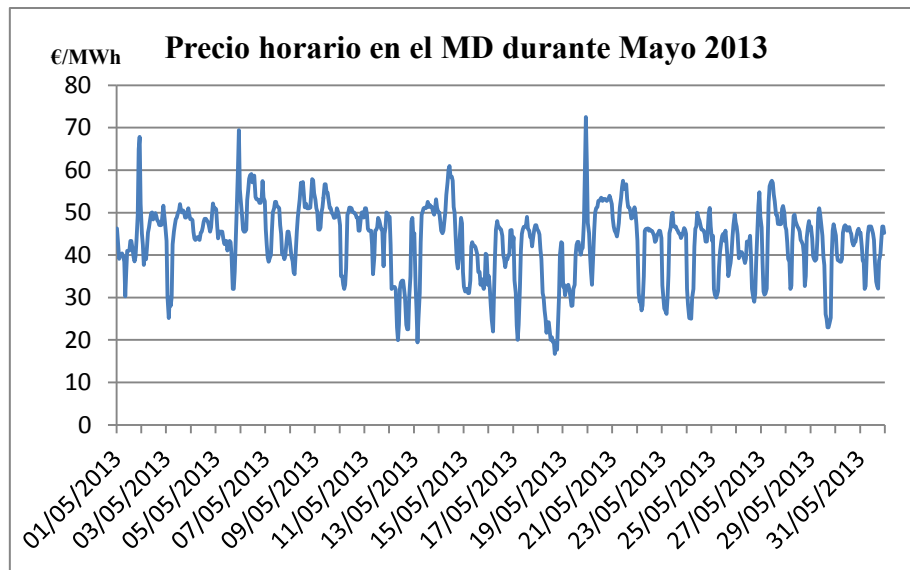


Figura 48: Precio horario del MD en el mes de Mayo de 2013

Si las anteriores gráficas fueran la previsión de precios de que dispone el agente, en caso de disponer solo de previsiones diarias de precio, optará por optimizar su volumen de agua para bombear en las horas cuyo precio está en torno a los 30€/MWh, y turbinarla en las horas de precio por encima de 50 €/MWh. Si dispone de previsiones semanales, en general optará por bombear los días de peor precio (usualmente los fines de semana, 25 y 26 de Mayo por ejemplo) para turbinar en las puntas de los días laborables (27 y 28 de Mayo son los días con mayor punta de precio). En el caso menos habitual de disponer de previsiones mensuales, podrá optimizar los ciclos semanales de precio o podrá aprovechar variaciones estacionales de la demanda, y por tanto, del precio.

El problema aún puede ser más complicado si tenemos en cuenta que los agentes pueden negociar sus programas de bombeo y turbinado en los diferentes mercados que fueron analizados en la sección anterior. Para optimizar sus programas, deberán contar también con previsiones de precio para el resto de mercados, o al menos, deberán poder predecir el comportamiento del resto de mercados en función de los resultados del mercado diario.

Se trata por tanto, de un problema de considerable complejidad, para el que se han realizado diferentes modelizaciones con el objetivo de dar soporte a las decisiones de los agentes.

2.2. Estado del arte.

Durante las últimas décadas, se han aplicado diferentes modelos de simulación por ordenador para la operación y optimización de muchas cuencas hidráulicas. La mayoría de estos modelos son personalizados para cada sistema en particular. Sin embargo, también pueden encontrarse modelos de propósito general, como los que se describirán más adelante. Estos modelos, descriptivos o de simulación, ayudan al desarrollo de múltiples alternativas de estrategias de operación, permiten realizar análisis de la rentabilidad a largo plazo de la instalación, y además representan con precisión las condiciones de operación del sistema para el soporte a la toma de decisiones.

Hasta hace pocos años, las limitaciones impuestas por el hardware y el software hacían que los problemas debieran ser simplificados. Gracias al enorme desarrollo de la capacidad de procesamiento que ofrecen los ordenadores personales y mainframes, se han podido salvar los

múltiples obstáculos que suponían las complejas condiciones del problema de optimización (multidimensional, dinámico, no lineal y estocástico) para su implantación en el mundo real. Puede encontrarse desde modelos de resolución heurística más sencillos, hasta los complejos sistemas de control difuso que permiten inferir el comportamiento del sistema aún con información incompleta y actuar como lo haría un operador humano.

Estos modelos, no solo maximizan el beneficio obtenido de la explotación, sino que también incluyen medidas para maximizar la eficiencia de la instalación o la sostenibilidad del medio acuático. En cuanto a las restricciones, las principales están basadas en la conservación de la masa de agua en el sistema, y en asegurar unos niveles mínimos y máximos en los embalses. También pueden aparecer otras restricciones secundarias que deberán estar supeditadas al objetivo principal, como abastecimientos de agua para otros fines, o restricciones de caudal por motivos medioambientales.

Para la resolución de este problema, se pueden emplear diferentes estrategias, como la optimización estocástica implícita, la optimización estocástica explícita, estrategias de control óptimo en tiempo real con predicciones, o métodos de programación heurística.

- Métodos de optimización estocástica implícita: se basan en la optimización de largas series de caudales de entrada al sistema, obtenidos bien de datos históricos, o generados sintéticamente. La mayoría de los factores aleatorios, como la correlación espacial y temporal de los caudales no regulados en el sistema, están implícitamente incluidos, por lo que se pueden aplicar directamente métodos de optimización deterministas:
 - Método simplex para programación lineal.
 - Modelos de programación no lineal: necesarios si se desea incluir el modelo de turbina y generador eléctrico. Los más empleados son los métodos de programación lineal sucesiva (métodos sencillos pero eficientes), los métodos de programación cuadrática sucesiva (los más sofisticados, pero también computacionalmente complejos) o métodos Lagrangianos (los más simples de implementar y rápidos para obtener soluciones aproximadas).
 - Modelos de programación discreta dinámica: es el método que más ha sido usado en la resolución de problemas de planificación hidráulica, por ser bastante cercano a la programación en línea. Se basa en descomponer el problema original en subproblemas que son resueltos secuencialmente para cada posible valor del estado del sistema, en cada momento del tiempo. Sus soluciones son más generales que las obtenidas con modelos lineales o no lineales convencionales, pero requieren estudiar únicamente un conjunto discreto de valores de las variables. Adicionalmente, su complejidad aumenta extraordinariamente si el estado del sistema ha de representarse con un número no muy reducido de variables.
 - Modelos de programación diferencial dinámica: se emplean para superar la dificultad dimensional de los modelos de programación dinámica discreta, buscando soluciones analíticamente en lugar de recurrir a la discretización del espacio de estado. El problema se transforma en el cálculo de la solución de una ecuación en derivadas parciales. Es un método complejo a nivel de su planteamiento y resolución, especialmente en presencia de incertidumbre.

- Modelos de optimización multi-objetivo: permiten optimizar nuevos objetivos, que se añaden como una nueva restricción parametrizada para ordenar los objetivos según su importancia. Mediante alguno de los métodos mencionados anteriormente, se obtiene un conjunto de soluciones no dominadas que optimizar a todos o varios de los objetivos introducidos. Pueden incluirse objetivos tales como minimizar los vertidos por compuerta de aliviadero, o garantizar los abastecimientos secundarios de agua (para consumo o usos lúdicos).

Sin embargo las soluciones correspondientes a estos modelos proporcionan solo una aproximación y tienen el inconveniente de que las reglas de operación óptimas son únicamente validas para la serie de datos estudiada, y no para cualquier escenario real de operación que se aleje de los valores correspondientes a los datos empleados.

- Métodos de optimización estocástica explícita: estos métodos están diseñados para operar directamente con descripciones probabilísticas de procesos de caudal aleatorio (y otras variables aleatorias, como la demanda, la climatología, etc.) en lugar de secuencias hidrológicas deterministas. Esto significa que la optimización está diseñada sin la presunción de conocer a la perfección los eventos futuros. Además, las reglas de optimización se determinan sin la necesidad de inferir las reglas de operación de los resultados de la optimización. Sin embargo estas técnicas tienen unas necesidades de cálculo computacional mayores que las anteriores técnicas descritas, ya que tanto la función objetivo como las restricciones deben ser expresados en términos probabilísticos.

Para los problemas a corto plazo, los caudales pueden ser generados mediante modelos de predicción, por lo que la primera fuente de incertidumbre es el error de la predicción.

Pueden aplicarse diferentes métodos de optimización:

- Modelo de programación lineal estocástica: se asume que las decisiones del primer periodo pueden tomarse con certeza, pero las decisiones que se tomen en el futuro y sus consecuencias son aleatorias. Por tanto se formula el problema para maximizar el beneficio neto resultante de las decisiones en el primer estado, más el beneficio esperado de las decisiones futuras, que dependerán de las decisiones en el primer estado y de los futuros caudales considerados aleatorios. Se generan varios escenarios de caudales futuros, y se asocia una probabilidad a cada uno de que ocurra. Se plantea para cada escenario un problema equivalente determinista que puede ser resuelto de forma sencilla con los planteamientos indicados en el apartado anterior, aunque su solución debe coordinarse con la de los demás escenarios. Este planteamiento es equivalente a optimizar las decisiones futuras dados unos valores de las decisiones en el primer estado, y revisar posteriormente esas decisiones iniciales hasta optimizar la operación del sistema sobre todo el horizonte de planificación. La dificultad de este modelo está asociada a la cantidad de diferentes escenarios que se deseen considerar.
- Modelo de programación dinámica estocástica: esta formulación resuelve problemas de optimización para cada valor posible del estado del sistema en cada periodo de tiempo, pero ahora lo hace optimizando el valor esperado del objetivo fijado. Es posible asumir que los caudales no regulados están espacialmente correlacionados, pero para incluir la correlación temporal es necesario incluir como variables de estado los caudales en los periodos previos. De nuevo, se emplean distribuciones de

probabilidad para obtener las reglas de operación óptimas sin necesidad de conocer los caudales futuros, mediante métodos iterativos.

- Métodos de control en tiempo real con modelos de predicción: muchos de los modelos de optimización mencionados antes, y especialmente los basados en programación dinámica, han sido adaptados para su uso en la operación en tiempo real de sistemas hidráulicos. Los métodos de optimización estocásticos, tanto implícitos como explícitos, pueden ser aplicados para determinar curvas de desembalse de largo plazo (habitualmente mensuales, mínimo semanales). A partir de éstas, se diseña el control óptimo en tiempo real para realizar el seguimiento de estas guías en horizontes más cortos, normalmente horarios o diarios. Para ello, es especialmente importante contar con predicciones de aportaciones en el sistema.

Los sistemas de control en tiempo real son fáciles de implementar en los sistemas de soporte de decisión si puede vincularse con el sistema de control y adquisición de datos (SCADA), así como con los modelos de predicción de caudales entrantes en el sistema. De esta forma se ofrece al operador la posibilidad de simular y ejecutar las acciones de control que considera oportunas, observar las previsiones de caudales en tiempo real, así como acceder a todos los datos recogidos del sistema mediante los equipos de telemedida.

- Modelos de programación heurística: en comparación con los anteriores modelos, bien estructurados, basados en métodos convergentes hacia una única solución, los modelos heurísticos se basan en reglas obtenidas de la experiencia, que no siempre garantizan alcanzar una solución que sea óptima. Sin embargo sí que permiten alcanzar una solución que sea satisfactoria, incluso en problemas en los que los algoritmos tradicionales no convergirían o se quedarían en un óptimo local.

Algunos modelos heurísticos destacables son:

- Algoritmo genético: se basa en la analogía con la mecánica de la selección natural y la genética en la ciencia biológica. Una vez codificadas en cadenas binarias las variables de decisión discretas, se aplican probabilísticamente tres procesos heurísticos (reproducción, cruzamiento y mutación) para generar nuevos candidatos a posibles soluciones a partir de una población de candidatos ya disponibles. En lugar de proporcionar progresiones de soluciones únicas, el algoritmo genera grupos o poblaciones de soluciones, cuya “descendencia” (nuevo grupo de soluciones) tendrá una mayor proporción de características buenas respecto a su antecesora.
- Redes neuronales artificiales: aunque no están clasificadas como técnicas de optimización, ya que en general se pueden considerar como una alternativa útil en los análisis de regresión múltiple, también pueden adaptarse para determinar las reglas de optimización. Una red neuronal artificial es un paradigma computacional basado en el funcionamiento del cerebro.
- Modelos de control difuso: se trata de un acercamiento a la inferencia de reglas de operación a partir de datos históricos. Proporcionan un medio para traducir descripciones lingüísticas a una forma numérica que sea útil. Pueden ser implementados en un modelo estocástico implícito, para evaluar el grado de satisfacción de las soluciones propuestas a partir de la descripción lingüística de los objetivos del decisor.

A continuación se describen una serie de implementaciones particulares de algunos de los métodos de programación descritos anteriormente.

En el artículo de Guan et al. (1994) se presenta un modelo clásico de optimización de la programación de sistemas hidrotérmicos basado en la técnica de relajación Lagrangiana. Este método consiste en la relajación de las restricciones de demanda y de reserva por multiplicadores de Lagrange, con lo que, dados los valores de estos multiplicadores, el problema se resuelve a través de la programación de unidades individuales. Cada subproblema consiste entonces en la optimización de los niveles de carga en generación o en bombeo para cada estado de operación en horas individuales, y la optimización de las transiciones entre los estados de carga entre horas. El problema maestro consiste en la actualización de los valores de los multiplicadores mediante métodos de subgradiente.

Se tienen en cuenta muchas restricciones que limitan la operación del sistema de bombeo, tales como la dinámica del nivel del embalse, los estados de generación discontinua, y los distintos regímenes de carga tanto en generación como en bombeo, considerándolas de forma integrada.

Según el autor, la implementación de este método en la empresa Northeast Utilities Power Systems ha demostrado que la relajación Lagrangiana de las restricciones y la dinámica de llenado de los embalses, y usar la programación dinámica sin discretizar los niveles del embalse, es un método eficiente y eficaz para la resolución de este problema, proporcionando una programación cercana al óptimo. Este algoritmo ha sido incluido en el paquete de programación de NU y empleado en la operación diaria.

Otro ejemplo con un enfoque muy diferente se presenta en la publicación de Bayón et al. (2011). En él se plantea el problema de optimización de un sistema bombeo, en el contexto del mercado eléctrico descentralizado español. El sistema se modela como un problema de control, en tiempo continuo. Al considerar un modelo de nivel fijo y capacidad de almacenamiento con bombeo simultáneamente se plantea la complicación de que la solución es del tipo bang-singular-bang. Dada la inexistencia de diversos métodos generales para problemas bang-singular-bang, en este trabajo los autores han desarrollado un algoritmo específico para este problema, basado en la identificación de los puntos de cambio de régimen de la solución mediante la resolución de las ecuaciones que los caracterizan, obtenidas de las condiciones de optimalidad sobre el Hamiltoniano de dicho sistema. Dado el pequeño número de parámetros, la resolución de las ecuaciones se puede llevar a cabo mediante métodos sencillos como bisección. Su método no necesita el conocimiento previo del número y localización de los arcos bang-singular-bang, ni manejar ningún parámetro que tenga influencia en la convergencia o en la precisión de los parámetros (como factores de discretización o penalización).

El algoritmo de resolución presenta una serie de ventajas, como son la rápida convergencia, la simplicidad de las operaciones y no necesita conocer el número y la localización de los arcos. Sin embargo no tiene en cuenta el efecto de la variación del volumen del embalse sobre la eficiencia de las máquinas. Por ello, se realiza la optimización en varios escenarios de volumen de llenado, con el objetivo de ver cómo influye en los beneficios el volumen del embalse y por tanto el rendimiento de las turbinas.

Los resultados obtenidos proveen información en tiempo real para determinar que programación es preferible para cada situación específica del mercado eléctrico.

En la publicación de Moitre et al. (2005), los autores presentan un modelo para programación de un sistema de bombeo-turbina planteado como un problema de optimización dinámica binivel. El primer nivel es la maximización de los beneficios de la central, donde las variables de decisión son las potencias de generación y bombeo, mientras que el segundo nivel es el problema de la programación del despacho diario del sistema para minimizar los costes variables de operación, sujeto a las restricciones operativas y tecnológicas impuestas al sistema. El algoritmo utilizado para las simulaciones numéricas está basado en programación dinámica, en el que cada etapa del problema de optimización dinámica binivel es un caso particular de programación matemática con restricciones de equilibrio, conocido por sus siglas en inglés como MPEC.

Las interacciones estratégicas entre la central hidroeléctrica de bombeo y los restantes generadores del Pool competitivo se consideran mediante dos modelos económicos: un modelo de competencia perfecta y un modelo de Cournot.

Este modelo se ha implementado con éxito en Sistema Argentino de Interconexión (SADI) para la optimización del complejo hidroeléctrico de Rio Grande.

Por último, el artículo de García-González et al. (2008) es un ejemplo de nuevas tendencias en la optimización conjunta de la generación en parques eólicos junto con sistemas de almacenamiento de energía por bombeo, desde el punto de vista de un agente generador en un entorno de mercado en competencia.

El recurso que explota la energía eólica, el viento, es aleatorio y de esto se deriva por tanto la imposibilidad de decidir cuándo y cuánta energía producir, ya que ésta depende absolutamente de las condiciones de viento que existan en cada momento. Esta dependencia del recurso eólico tiene dos importantes efectos, uno sobre el Sistema Eléctrico y otro sobre la posibilidad de ofertar en el mercado mayorista. Aunque las predicciones que manejan los agentes cuentan cada vez con un mayor nivel de detalle, incluso en el corto plazo el error de predicción puede ser todavía significativo, por lo que pueden producirse desvíos entre el programa casado y el programa real de producción. En este contexto, los sistemas hidráulicos de bombeo y generación son un buen complemento para minimizar los posibles desvíos que se producen entre la predicción realizada en los parques eólicos y la generación finalmente vertida a la red. En la operación en tiempo real, en caso de observarse que el parque eólico está generando más energía de la programada, puede aprovecharse ese exceso para bombear agua al embalse superior y eliminar el desvío de programa del agente. En el caso contrario, si la generación del parque eólico está por debajo de la programada, el agente puede turbinar agua desde el embalse superior para complementar su generación hasta el programa comprometido en el mercado.

El modelo de optimización empleado ha sido formulado como un problema de programación estocástica en dos estados, con dos parámetros aleatorios: el precio marginal del mercado y la generación eólica. El resultado son las ofertas óptimas para el mercado spot para el día D+1 (decisiones en el primer estado), y las decisiones relativas a la operación del sistema de bombeo en cada escenario derivado de las variables aleatorias (decisiones en el segundo estado). Se asume que el agente es un tomador de precios en el mercado, sin capacidad de influir sobre el precio con sus ofertas. Para realizar la predicción del precio del mercado, se emplea un modelo input/output oculto de Markov. El modelo resultante es un modelo lineal entero mixto de gran tamaño, que en el caso tratado incluye algunos centenares de miles de variables con decenas de

miles de variables enteras. Se resuelve utilizando CPLEX en tiempos del orden de algunos minutos.

Los resultados del estudio indican que la aproximación mediante la programación estocástica en dos estados es una herramienta efectiva para modelar proceso real de toma de decisiones al que se enfrentan los operadores de parques eólicos en mercados competitivos bajo incertidumbre.

2.3. Modelo de optimización del sistema hidroeléctrico reversible

El objetivo de la optimización de una central reversible de bombeo y generación es maximizar el beneficio obtenido a partir de la venta de la energía generada en los distintos mercados, descontando el coste que tendrá adquirir la energía para bombear el agua al embalse superior. A los efectos de este estudio, no se considerará ningún otro tipo de coste de operación, ya que este tipo de centrales tienen unos consumos auxiliares de energía despreciables, y los costes de mantenimiento del sistema son muy reducidos.

El problema considerado contempla la venta y compra de energía en el Mercado Diario y en el primer Mercado Intradiario. De esta forma las 24 horas de programa casado en el MD pueden ser modificadas en el primer MI una vez que se disponga del precio marginal horario real del MD. Por tanto, el beneficio obtenido estará formado por los siguientes conceptos: venta de generación en el MD, venta de generación en el MI, compra de energía para bombear en el MD, compra de energía para bombear en el MI, y además venta del programa casado de bombeo en el MI y compra del programa casado de generación en el MI.

El horizonte de planificación planteado es diario, dado que la volatilidad del precio del MD hace muy complicada la toma de decisiones en el largo plazo, obligando a los agentes a modificar su estrategia en el mercado numerosas veces a medida que avanza el periodo de programación. Los precios del Mercado Diario introducen una fuente de incertidumbre para todos aquellos agentes que acuden a dicho mercado a comprar o vender energía. El hecho más llamativo de la distribución de estos precios, respecto a otras mercancías o activos financieros, es su excesiva dispersión. Por tanto, tiene un mayor interés dar soporte a la toma de decisiones en la realización de las ofertas del Mercado Diario e Intradiario, puesto que son decisiones del tipo “aquí y ahora”, es decir, son decisiones previas bajo un futuro incierto y que deben tomarse utilizando información a priori, existente o supuesta sobre una situación futura. Para tratar la mencionada volatilidad se estudiarán diversos escenarios que serán descritos más adelante.

Las variables de decisión del problema son las energías de generación y bombeo a programar en las 24 horas del horizonte del Mercado Diario. El objetivo será optimizar estas energías para realizar la oferta, ya que el precio que se asignará a la energía será instrumental, con el objetivo de asegurar que las ofertas resultan casadas. No se considera la optimización de los precios de oferta, dado que se supone que el tamaño de la central y del agente no es suficientemente grande para influir en el precio resultado de la casación. El agente es un tomador de precios, cuyas ofertas serán de tipo simple.

Además de las variables de decisión principales, será necesario emplear en el modelo matemático una serie de variables auxiliares que permitan representar algunos aspectos técnicos de la operación de la central, como por ejemplo el mínimo técnico de los generadores, la imposibilidad de generar y bombear al mismo tiempo, etc.

La central de bombeo considerada en este proyecto está aislada de la red hidráulica, es decir, se trata de una central de bombeo puro. Se considera que el ciclo de la central es de corto plazo, ya que el horizonte de planificación es de 24 horas; en este corto espacio de tiempo no se tomarán en cuenta posibles aportaciones naturales ni vertidos.

Al igual que en las cuencas hidráulicas, el bombeo se modelará en términos de volumen de agua. De esta forma, ambos embalses están caracterizados en cada hora por el volumen de agua almacenado en ellos y los volúmenes máximos y mínimos de agua permitidos en cada uno, siendo posible representar estos datos en forma de cotas o niveles sobre el nivel del mar, lo cual suele ser de gran utilidad ya que los datos en tiempo real son recogidos por limnímetros que proporcionan la cota del embalse sobre el nivel del mar.

En modelos con un horizonte de planificación finito, las soluciones dependen de la condición que se imponga sobre el sistema al final de dicho horizonte. La búsqueda de una condición adecuada, que refleje con precisión la posible evolución futura del sistema, no suele ser sencilla. En este caso, dado el corto horizonte temporal que se considera y buscando una simplificación razonable del modelo resultante, la condición que se impondrá en el sistema para optimizar la programación será que el volumen de agua almacenada en cada embalse al final del día deberá ser el mismo con el que se comenzó.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, la función objetivo del problema tendrá la siguiente forma:

$$\max Z = \sum_{i=1}^{24} (\lambda_{D,i} \cdot PG_{D,i} - \lambda_{D,i} \cdot PB_{D,i} + \lambda_{I,i} \cdot PG_{Iv,i} - \lambda_{I,i} \cdot PG_{Ic,i} - \lambda_{I,i} \cdot PB_{Ic,i} + \lambda_{I,i} \cdot PB_{Iv,i})$$

Donde:

$\lambda_{D,i}$ es el precio del Mercado Diario en la hora i .

$\lambda_{I,i}$ es el precio del Mercado Intradiario en la hora i .

$PG_{D,i}$ es la generación vendida en el Mercado Diario en la hora i , igual a la suma de la generación vendida para cada grupo: $PG_{D,i} = \sum_{k=1}^N PG_{D,k,i}$.

$PB_{D,i}$ es el bombeo comprado en el Mercado Diario en la hora i , igual a la suma del bombeo comprado para cada grupo: $PB_{D,i} = \sum_{k=1}^N PB_{D,k,i}$.

$PG_{Iv,i}$ es la generación vendida en el Mercado Intradiario en la hora i , igual a la suma de la generación vendida para cada grupo: $PG_{Iv,i} = \sum_{k=1}^N PG_{Iv,k,i}$.

$PG_{Ic,i}$ es la generación comprada en el Mercado Intradiario en la hora i , igual a la suma de la generación comprada para cada grupo: $PG_{Ic,i} = \sum_{k=1}^N PG_{Ic,k,i}$.

$PB_{Ic,i}$ es el bombeo comprado en el Mercado Intradiario en la hora i , igual a la suma del bombeo comprado para cada grupo: $PB_{Ic,i} = \sum_{k=1}^N PB_{Ic,k,i}$.

$PB_{Iv,i}$ es el bombeo vendido en el Mercado Intradiario en la hora i , igual a la suma del bombeo vendido para cada grupo: $PB_{Iv,i} = \sum_{k=1}^N PB_{Iv,k,i}$.

Sobre esta función objetivo se aplicarán una serie de restricciones que afectarán principalmente a la energía generada o consumida, al volumen de agua almacenado en cada embalse y a la energía ofertada en los mercados.

Las restricciones referentes a la energía generada o consumida por la central tienen como objetivo representar las regiones de funcionamiento permitidas y no permitidas por el conjunto turbina-generador:

La potencia generada por cada grupo cuando esté funcionando en modo turbina deberá ser superior al mínimo técnico e inferior a la plena carga definida para el conjunto turbina-generador: $G_{min} \leq G_{k,i} \leq G_{max}$ (siendo $k=1, \dots, N$ cada uno de los grupos). En caso contrario, el grupo permanecerá parado. Para modelar esta restricción introduciremos unas variables $y_{k,i}$ que tomarán valores 1 ó 0 correspondientes a la operación del grupo k en modo turbina o a su no operación en la hora i , y las restricciones resultantes tendrán la forma

$$G_{min}y_{k,i} \leq G_{k,i} \leq G_{max}y_{k,i}$$

La potencia que deberá generar cada grupo ($G_{k,i}$) deberá ser igual a la que haya sido programada como resultado del Mercado Diario e Intradiario, es decir:

$$G_{k,i} = PG_{D,k,i} + PG_{Iv,k,i} - PG_{Ic,k,i}$$

La potencia consumida por cada grupo cuando esté funcionando en modo bomba deberá ser igual a la potencia nominal del conjunto turbina-generador: $B_{k,i} = B_{max}$. En caso contrario, el grupo permanecerá parado. Esta condición es común a todas las centrales reversibles actualmente en funcionamiento en España, ya que en modo bomba están diseñadas para funcionar a caudal constante muy próximo al óptimo para evitar las acusadas pérdidas de rendimiento que se producen al bombear un caudal inferior. De nuevo, para representar esta restricción introduciremos variables binarias $z_{k,i}$ que representarán la operación de bombeo en el grupo k durante la hora i , o su ausencia. Las restricciones correspondientes vendrán dadas por

$$B_{k,i} = B_{max}z_{k,i}$$

La potencia que deberá consumir cada grupo ($B_{k,i}$) deberá ser igual a la que haya sido programada como resultado del Mercado Diario e Intradiario, es decir:

$$B_{k,i} = PB_{D,k,i} + PB_{Ic,k,i} - PB_{Iv,k,i}$$

Además, la configuración de la central no permite que pueda turbinarse y bombearse agua simultáneamente de un embalse a otro, ya que la tubería que une ambos embalses solo permite la circulación en un sentido. Por tanto se considera que en cada periodo horario solo podrá generarse o consumirse energía. Matemáticamente podría representarse como: $y_{j,i} + z_{k,i} \leq 1$ (siendo $j=1, \dots, N$ cada una de las turbinas y $k=1, \dots, N$ cada una de las bombas). Esto daría lugar a N^2 restricciones.

Por otro lado, el volumen de los dos embalses deberá mantenerse en todo momento entre el nivel mínimo y máximo definido para cada uno de ellos, ya que no se considera la posibilidad de verter agua por el aliviadero de ninguno de los embalses. Por tanto:

$$V_{inf\,mín} \leq V_{inf,i} \leq V_{inf\,máx}$$

$$V_{sup\,mín} \leq V_{sup,i} \leq V_{sup\,máx}$$

Al final del día se impone un volumen determinado de agua almacenada en cada embalse para finalizar la programación:

$$V_{inf,24} = V_{inf\,fin}$$

$$V_{sup,24} = V_{sup\,fin}$$

El volumen de agua almacenada en cada embalse al final de un determinado intervalo de tiempo se calcula como la suma del volumen embalsado en el intervalo anterior, más volumen de agua entrante durante el intervalo, menos el volumen de agua saliente durante el intervalo:

$$V_{inf,i} = V_{inf,i-1} + QG_i - QB_i$$

$$V_{sup,i} = V_{sup,i-1} - QG_i + QB_i$$

Donde:

QG_i es el volumen de agua turbinada desde el embalse superior en el intervalo i .

QB_i es el volumen de agua bombeada desde el embalse inferior en el intervalo i .

Este volumen de agua turbinada o bombeada entre los embalses se relaciona con la energía generada o consumida mediante un gasto (en m^3/MWh) que se considerará constante e independiente del nivel de ambos embalses, y diferente para cada modo de operación: g_G y g_B .

De este modo el volumen turbinado o bombeado se calcula como:

$$QG_i = g_G \cdot \sum_{k=1}^N G_{k,i}$$

$$QB_i = g_B \cdot \sum_{k=1}^N B_{k,i}$$

Por último, deben considerarse las restricciones sobre la energía ofertada en el Mercado Diario e Intradiario. En el MD la energía ofertada en generación debe ser inferior a la potencia máxima acreditada de generación de la central, es decir la suma de la plena carga de cada grupo, y la energía ofertada de compra de bombeo debe ser inferior a la potencia máxima acreditada de bombeo de la central. En el MI, además de considerar la potencia máxima acreditada en generación y en bombeo, debe tenerse en cuenta que la venta de energía en la oferta de bombeo no puede ser superior al programa casado en el MD, así como la compra de energía en la oferta de generación no puede ser superior al programa casado en el MD:

$$PG_{Ic,i} \leq PG_{D,i}$$

$$PB_{Iv,i} \leq PB_{D,i}$$

Donde:

$PG_{D,i}$ es la generación vendida en el Mercado Diario en la hora i .

$PB_{D,i}$ es el bombeo comprado en el Mercado Diario en la hora i .

$PG_{Ic,i}$ es la generación comprada en el Mercado Intradiario en la hora i .

$PB_{Iv,i}$ es el bombeo vendido en el Mercado Intradiario en la hora i .

Las reglas del mercado, que ya fueron descritas anteriormente, no impiden que en un mismo periodo resulten casadas simultáneamente ofertas de generación y de bombeo, aunque esto no sea factible para el agente. Por ello debe considerarse una condición más respecto al precio de oferta para la generación y el bombeo, consistente en que el precio de oferta para comprar bombeo siempre debe ser inferior al precio de oferta para vender generación para evitar que ambas ofertas resulten casadas simultáneamente. Además en el Mercado Intradiario el precio de oferta para comprar generación debe ser superior al precio de compra para comprar bombeo (para retirar el programa de generación antes de casar bombeo), y el precio de oferta para vender bombeo debe ser inferior al precio de oferta para vender generación (para retirar el programa de bombeo antes de casar generación).

$$\pi_{G,vD,i} > \pi_{B,cD,i}$$

$$\pi_{G,vI,i} > \pi_{B,cI,i}$$

$$\pi_{G,cI,i} > \pi_{B,cI,i}$$

$$\pi_{G,vI,i} > \pi_{B,vI,i}$$

Donde:

$\pi_{G,vD,i}$ es el precio de la oferta de venta de generación en el MD, en el intervalo i .

$\pi_{B,cD,i}$ es el precio de la oferta de compra de bombeo en el MD, en el intervalo i .

$\pi_{G,vI,i}$ es el precio de la oferta de venta de generación en el MI, en el intervalo i .

$\pi_{B,cI,i}$ es el precio de la oferta de compra de bombeo en el MD, en el intervalo i .

$\pi_{G,cI,i}$ es el precio de la oferta de compra de generación en el MD, en el intervalo i .

$\pi_{B,vI,i}$ es el precio de la oferta de venta de bombeo en el MD, en el intervalo i .

Sin embargo, y como se indicó anteriormente, el precio de oferta no es una variable de decisión que se pretenda optimizar, por tanto no se incluirán en el modelo estas condiciones, aunque estas consideraciones deberán ser tenidas en cuenta en la operación, en particular en el momento de elegir los precios al realizar la oferta.

2.3.1. Generación de escenarios y reformulación del modelo de solución única.

El modelo hasta aquí descrito permite resolver el problema de programación de la central reversible en el caso de contar con la información real del precio de casación del Mercado Diario e Intradiario. Sin embargo como se mencionó anteriormente, es necesario tener en cuenta la incertidumbre asociada a estas variables. Para ello, se debe realizar una previsión de estos precios, considerar diferentes escenarios de precios, y asignar una probabilidad a cada uno de estos escenarios.

En este problema se van a considerar 20 escenarios diferentes para el precio del Mercado Diario, que se van a considerar equiprobables, así como 5 escenarios para el precio del Mercado Intradiario para cada escenario del MD, igualmente equiprobables. De esta forma, el problema consta de 100 escenarios a considerar.

Debido a que la realización de una previsión de precios que resultara fiable supondría un problema completamente nuevo y adicional al presente trabajo, con el objeto de simplificarlo se generarán los escenarios de precio del Mercado Diario tomando aleatoriamente 20 resultados de

este mercado durante el año 2012. Para la generación de los escenarios del Mercado Intradiario, se tomará el resultado de la primera sesión de MI correspondiente a cada MD seleccionado anteriormente, y se perturbará usando su matriz de covarianza y cinco vectores aleatorios del siguiente modo:

$$\lambda_I^\omega = \lambda_I + \Sigma^{1/2} \cdot z$$

Donde:

λ_I^ω es el vector de 24 precios previstos para el MI 1 en el escenario ω .

λ_I es el vector de 24 precios del MI 1 correspondiente al MD considerado.

Σ es la matriz de covarianza de la matriz de precios del MI1 del 2012.

z es un vector aleatorio de 24 valores.

Para introducir la información de los distintos escenarios de precio del Mercado Diario e Intradiario en el modelo del problema, tan solo es necesario modificar la función objetivo, que queda de la siguiente forma:

$$\max Z = \sum_{i=1}^{24} \sum_{\omega=1}^{20} p^\omega \cdot \left[\lambda_{D,i}^\omega \cdot (PG_{D,i} - PB_{D,i}) + \sum_{\gamma=1}^5 p^\gamma \cdot [\lambda_{I,i}^{\omega,\gamma} \cdot (PG_{Iv,i} - PG_{Ic,i} - PB_{Ic,i} + PB_{Iv,i})] \right]$$

Donde:

$\omega=1 \dots 20$ es el indicativo para cada escenario del MD.

$\gamma=1 \dots 5$ es el indicativo para cada escenario de precio del MI relativo a un escenario del MD.

p^ω es la probabilidad que se asigna a cada escenario de precio del MD.

$\lambda_{D,i}^\omega$ es el precio estimado para el MD en la hora i , en el escenario ω .

p^γ es la probabilidad que se asigna a cada escenario de precio del MI.

$\lambda_{I,i}^{\omega,\gamma}$ es el precio estimado para el MI en la hora i , en el escenario γ del MI, relativo al escenario ω del MD.

De igual modo, las cantidades de energía compradas y vendidas se calculan como la suma de la energía comprada o vendida para cada grupo:

$$PG_{D,i} = \sum_{k=1}^N PG_{D,k,i}; PB_{D,i} = \sum_{k=1}^N PB_{D,k,i}; PG_{Iv,i} = \sum_{k=1}^N PG_{Iv,k,i};$$

$$PG_{Ic,i} = \sum_{k=1}^N PG_{Ic,k,i}; PB_{Iv,i} = \sum_{k=1}^N PB_{Iv,k,i}; PB_{Ic,i} = \sum_{k=1}^N PB_{Ic,k,i}$$

Sobre esta función objetivo se aplican las mismas restricciones descritas en el anterior apartado, ya que no se ven afectadas por la introducción de nueva información sobre los precios:

- Regiones factibles de generación y bombeo:

$$G_{min} \cdot y_{k,i} \leq G_{k,i} \leq G_{max} \cdot y_{k,i}$$

$$G_{k,i} = PG_{D,k,i} + PG_{Iv,k,i} - PG_{Ic,k,i}$$

$$B_{k,i} = B_{max} \cdot z_{k,i}$$

$$B_{k,i} = PB_{D,k,i} + PB_{Ic,k,i} - PB_{Iv,k,i}$$

- Infactibilidad de turbinar y bombear al mismo tiempo:

$y_{j,i} + z_{k,i} \leq 1$ (Siendo $j=1, \dots, N$ cada una de las turbinas y $k=1, \dots, N$ cada una de las bombas). Esto daría lugar a N^2 restricciones.

- Restricciones de volumen máximo y mínimo:

$$V_{\inf \text{mín}} \leq V_{\inf,i} \leq V_{\inf \text{máx}}$$

$$V_{\sup \text{mín}} \leq V_{\sup,i} \leq V_{\sup \text{máx}}$$

El volumen de los dos embalses en cada periodo se calculará del siguiente modo:

$$V_{\inf,i} = V_{\inf,i-1} + QG_i - QB_i$$

$$V_{\sup,i} = V_{\sup,i-1} - QG_i + QB_i$$

$$QG_i = g_G \cdot \sum_{k=1}^N G_{k,i}$$

$$QB_i = g_B \cdot \sum_{k=1}^N B_{k,i}$$

Como condición de contorno, se impondrá un volumen final en cada embalse:

$$V_{\inf,24} = V_{\inf \text{fin}}$$

$$V_{\sup,24} = V_{\sup \text{fin}}$$

- Restricción de energía máxima a ofertar:

En la oferta del MD debe cumplirse:

$$PG_{D,i} \leq \sum_{k=1}^N G_{\max}$$

$$PB_{D,i} \leq \sum_{k=1}^N B_{\max}$$

Y en la oferta del MI1 debe cumplirse:

$$PG_{Ic,i} \leq PG_{D,i}$$

$$PB_{Iv,i} \leq PB_{D,i}$$

El modelo expuesto (función objetivo y restricciones) describe completamente el problema (junto con los parámetros del sistema), y será implementado en el software de optimización IBM ILOG CPLEX Optimization Studio para ser estudiado. Como resultado, se obtendrá una única solución con las energías que deben ser vendidas o compradas en cada hora del día en los mercados Diario e Intradiario, que garantizan que el beneficio será máximo en base a la información sobre el precio contenida en los escenarios introducidos.

2.3.2. Modelo de solución múltiple.

El anterior modelo de solución única ofrece al agente generador un único programa de generación y bombeo óptimo para los escenarios de precio considerados, sin dar lugar a que sea tomada en cuenta ninguna información adicional. Sin embargo en la práctica, entre la toma de decisiones previa a la oferta del Mercado Diario y la toma de decisiones para la oferta del Mercado Intradiario transcurren varias horas en las que se puede recabar nueva información de utilidad para el agente. Una vez realizada la casación del Mercado Diario, el agente dispone del precio marginal horario resultado de dicha casación, el cual puede ser de gran utilidad para la realización de la oferta del Mercado Intradiario.

En este caso, el agente podría comparar los escenarios de precio del MD que haya considerado para realizar su oferta con el precio real de la casación del MD y seleccionar el que más se aproxime. En base a este, podría seleccionar los escenarios del MI1 correspondientes y realizar una oferta más acorde al perfil de precios diario.

Esta modificación en el proceso de toma de decisiones puede ser fácilmente implementada en el modelo. Tan solo debe introducirse un nuevo conjunto de variables que sustituya a las energías vendidas y compradas en el MI1 ($PG_{Iv,i}, PG_{Ic,i}, PB_{Ic,i}, PB_{Iv,i}$), y que represente las mismas energías vendidas y compradas en el MI1 pero referidas a cada escenario del MD (ω). De este modo, la solución del modelo propondrá una única solución para la oferta del Mercado Diario, y una oferta para el Mercado Intradiario diferente para cada escenario del MD. Una vez conocido el precio de la casación del MD, el agente podrá elegir el escenario del MD que más se asemeje y la oferta para el MI1 correspondiente, asegurándose de que ésta será óptima para el perfil de precios elegido.

La función objetivo del nuevo modelo quedaría del siguiente modo:

$$\max Z = \sum_{i=1}^{24} \sum_{\omega=1}^{20} p^{\omega} \cdot \left[\lambda_{D,i}^{\omega} \cdot (PG_{D,i} - PB_{D,i}) + \sum_{\gamma=1}^5 p^{\gamma} \cdot [\lambda_{I,i}^{\omega,\gamma} \cdot (PG_{Iv,i}^{\omega} - PG_{Ic,i}^{\omega} - PB_{Ic,i}^{\omega} + PB_{Iv,i}^{\omega})] \right]$$

Donde:

$\omega=1 \dots 20$ es el indicativo para cada escenario del MD.

$\gamma=1 \dots 5$ es el indicativo para cada escenario de precio del MI relativo a un escenario del MD.

p^{ω} es la probabilidad que se asigna a cada escenario de precio del MD.

$\lambda_{D,i}^{\omega}$ es el precio estimado para el MD en la hora i , en el escenario ω .

p^{γ} es la probabilidad que se asigna a cada escenario de precio del MI.

$\lambda_{I,i}^{\omega,\gamma}$ es el precio estimado para el MI en la hora i , en el escenario γ del MI, relativo al escenario ω del MD.

$PG_{D,i}$ es la generación vendida en el MD en la hora i , igual a la suma de la generación vendida para cada grupo: $PG_{D,i} = \sum_{k=1}^N PG_{D,k,i}$.

$PB_{D,i}$ es el bombeo comprado en el MD en la hora i , igual a la suma del bombeo comprado para cada grupo: $PB_{D,i} = \sum_{k=1}^N PB_{D,k,i}$.

$PG_{Iv,i}^{\omega}$ es la generación vendida en el MI1 en la hora i en el escenario ω , igual a la suma de la generación vendida para cada grupo en dicho escenario: $PG_{Iv,i}^{\omega} = \sum_{k=1}^N PG_{Iv,k,i}^{\omega}$.

$PG_{Ic,i}^\omega$ es la generación comprada en el MI1 en la hora i en el escenario ω , igual a la suma de la generación comprada para cada grupo en dicho escenario: $PG_{Ic,i}^\omega = \sum_{k=1}^N PG_{Ic,k,i}^\omega$.

$PB_{Ic,i}^\omega$ es el bombeo comprado en el MI1 en la hora i en el escenario ω , igual a la suma del bombeo comprado para cada grupo en dicho escenario: $PB_{Ic,i}^\omega = \sum_{k=1}^N PB_{Ic,k,i}^\omega$.

$PB_{Iv,i}^\omega$ es el bombeo vendido en el MI1 en la hora i en el escenario ω , igual a la suma del bombeo vendido para cada grupo en dicho escenario: $PB_{Iv,i}^\omega = \sum_{k=1}^N PB_{Iv,k,i}^\omega$.

Sobre esta función objetivo se aplican las mismas restricciones que en el modelo anterior, salvo que éstas deben ser evaluadas para cada escenario de precio del MD (ω):

- Regiones factibles de generación y bombeo:

$$G_{min} \cdot y_{k,i}^\omega \leq G_{k,i}^\omega \leq G_{max} \cdot y_{k,i}^\omega$$

$$G_{k,i}^\omega = PG_{D,k,i}^\omega + PG_{Iv,k,i}^\omega - PG_{Ic,k,i}^\omega$$

$$B_{k,i}^\omega = B_{max} \cdot z_{k,i}^\omega$$

$$B_{k,i}^\omega = PB_{D,k,i}^\omega + PB_{Ic,k,i}^\omega - PB_{Iv,k,i}^\omega$$

- Infactibilidad de turbinar y bombear al mismo tiempo:

$y_{j,i}^\omega + z_{k,i}^\omega \leq 1$ (Siendo $j=1, \dots, N$ cada una de las turbinas y $k=1, \dots, N$ cada una de las bombas). Esto daría lugar a $\omega \cdot N^2$ restricciones.

- Restricciones de volumen máximo y mínimo:

$$V_{inf\ min} \leq V_{inf,i}^\omega \leq V_{inf\ max}$$

$$V_{sup\ min} \leq V_{sup,i}^\omega \leq V_{sup\ max}$$

El volumen de los dos embalses en cada periodo y en cada escenario se calculará del siguiente modo:

$$V_{inf,i}^\omega = V_{inf,i-1}^\omega + QG_i^\omega - QB_i^\omega$$

$$V_{sup,i}^\omega = V_{sup,i-1}^\omega - QG_i^\omega + QB_i^\omega$$

$$QG_i^\omega = g_G \cdot \sum_{k=1}^N G_{k,i}^\omega$$

$$QB_i^\omega = g_B \cdot \sum_{k=1}^N B_{k,i}^\omega$$

Como condición de contorno, se impondrá un volumen final en cada embalse:

$$V_{inf,24}^\omega = V_{inf\ fin}$$

$$V_{sup,24}^\omega = V_{sup\ fin}$$

- Restricción de energía máxima a ofertar:

En la oferta del MD debe cumplirse:

$$PG_{D,i} \leq \sum_{k=1}^N G_{max}$$

$$PB_{D,i} \leq \sum_{k=1}^N B_{max}$$

Y en la oferta del MI debe cumplirse:

$$PG_{IC,i}^{\omega} \leq PG_{D,i}$$

$$PB_{IV,i}^{\omega} \leq PB_{D,i}$$

Como puede observarse, el número de variables prácticamente se ha multiplicado por ω , en este caso por 20. Sin embargo este mayor número de variables no supondrá ningún problema de rendimiento para ejecución del modelo en IBM ILOG CPLEX Optimization Studio.

2.3.3. Introducción a las medidas de riesgo.

Como se indicó anteriormente, la mayor utilidad del modelado de la central hidráulica reversible es dar soporte a los agentes generadores para realizar sus ofertas en unos mercados caracterizados por una gran incertidumbre en sus precios. Es por ello que, además de gestionar esta incertidumbre mediante la generación de escenarios lo más precisos posible, sea altamente recomendable introducir en el modelo nuevas variables que permitan cuantificar y limitar el riesgo asociado a cada oferta del agente.

La cuantificación del riesgo en inversiones ha sido una de las preocupaciones centrales de los investigadores y operadores de mercados financieros. Existen diversos factores fundamentales que han contribuido al desarrollo de la gestión, medición y control del riesgo financiero. Estos factores hacen evidente la necesidad y oportunidad que hay en la actualidad para tener un control permanente del riesgo en el cual se está incurriendo al realizar una inversión ya sea de corto o de largo plazo.

Como ya se ha comentado, el primer factor que ha llevado al crecimiento tan acelerado en el estudio del riesgo durante los últimos años es el alto nivel de inestabilidad económica en los mercados en los cuales operan las firmas, especialmente para las economías emergentes. La volatilidad se ve reflejada fundamentalmente en los siguientes factores: la volatilidad de los mercados bursátiles, la volatilidad de la tasa de cambio, la volatilidad de la tasa de interés y la volatilidad de los precios en el mercado de las commodities.

El segundo factor importante que ha estimulado el estudio del riesgo en los mercados financieros es el crecimiento de las actividades de negociación. Durante los últimos años, tanto el número de activos negociados como el volumen de éstos, ha tenido un incremento considerable en el mundo. Se ha evolucionado considerablemente en el desarrollo de numerosos tipos de instrumentos, los cuales han facilitado las transacciones sobre activos previamente no-líquidos. Los mercados de derivados financieros como las opciones, futuros, forwards y swaps, han tenido un crecimiento notable a partir de los años 70, cuando hubo un importante desarrollo de sus aspectos teóricos, liderado por autores como Robert Merton, Fisher Black, Myron Scholes.

El tercer aspecto que ha permitido el estudio del riesgo en las finanzas es el referente a los avances en la tecnología, los cuales han facilitado no solo, obtener un mayor poder computacional, sino que también, se han mejorado las velocidades en el uso de técnicas computacionales. Además las empresas han tomado conciencia acerca de la importancia de tener la infraestructura necesaria para poder realizar este tipo de trabajos. Estos avances tecnológicos permiten obtener, de forma rápida, información fundamental para la toma de decisiones de inversión.

En el contexto de las finanzas, cuando hablamos de riesgo, nos estamos refiriendo a la posibilidad de pérdida o ganancia, debido a los cambios sobre los factores que afectan al valor de un activo. Por esa razón, es importante que se identifiquen, se midan, se controlen, y se haga una monitorización de los diversos tipos de riesgo a los que están expuestos los inversores en los mercados. Por lo general el riesgo se percibe como una exposición a eventos negativos; no obstante, el riesgo bien manejado representa una gran oportunidad de obtener rentabilidades significativas en los portafolios financieros. En este sentido, y con una visión positiva, el riesgo financiero es más considerado como una “oportunidad de ganar” que como una “posibilidad de perder”. La constante y creciente incertidumbre sobre el rumbo de la economía nacional y mundial, hace que la aceptación del riesgo se convierta en un instrumento fundamental para la toma de decisiones empresariales, en un periodo de corto plazo. De este modo, las empresas deben comprometerse con el manejo del riesgo, con la implementación de sistemas integrales para el manejo del riesgo de mercado, del riesgo de crédito, y del riesgo operacional, los cuales permitan a las compañías convivir con las fuentes de riesgo que se presentan cada vez más en los mercados financieros del mundo.

En los inicios de la década del 90 diversas instituciones financieras entre las cuales sobresale J.P.Morgan con su metodología “Riskmetrics”, propusieron una nueva medida de riesgo para cuantificar en un único número la exposición agregada de la inversión de una firma a riesgo de mercado. Esta medida es comúnmente conocida hoy como “valor en riesgo”(Value at Risk- VaR), y es usada no sólo para cuantificar y controlar el riesgo de mercado, sino que también se ha extendido, mediante diversas versiones, hacia la cuantificación de otras formas de riesgo a las cuales están expuestas las firmas, tales como riesgo crediticio, de liquidez y operacional. Así mismo, es destacable que el Comité de Supervisión Bancaria de Basilea haya adoptado como criterio de utilización obligatoria el VaR, para que un modelo de cuantificación de recursos propios necesarios por exposición frente al riesgo de mercado, pueda ser considerado como aceptable. Esto está planteado en el conocido como Nuevo Acuerdo de Basilea o “Basilea II”, cuyo documento definitivo fue publicado en el año 2004.

Intuitivamente, el VaR a un nivel de confianza α denotado α - VaR, es la máxima pérdida potencial de un portafolio de inversión, en un horizonte de tiempo τ con un nivel de confianza α . Formalmente, el VaR a un nivel de confianza α , denotado α -VaR, es definido como el cuartil α de la distribución aleatoria de pérdidas y ganancias del portafolio. Si denotamos con X la variable aleatoria “ganancias y pérdidas del portafolio”, con $f_X(X)$ la función de densidad de probabilidad de X y con $F_X(X)$ su distribución de probabilidad acumulada, entonces el VaR de X a un nivel de confianza α , con $0 < \alpha < 1$, está dado por:

$$VAR_{\alpha}(X) = \text{Inf } \{z \mid F_X(z) \geq \alpha\}$$

O equivalentemente:

$$F_X(VaR) = \alpha$$

En la siguiente figura se ilustra el concepto del Valor en Riesgo-VaR:

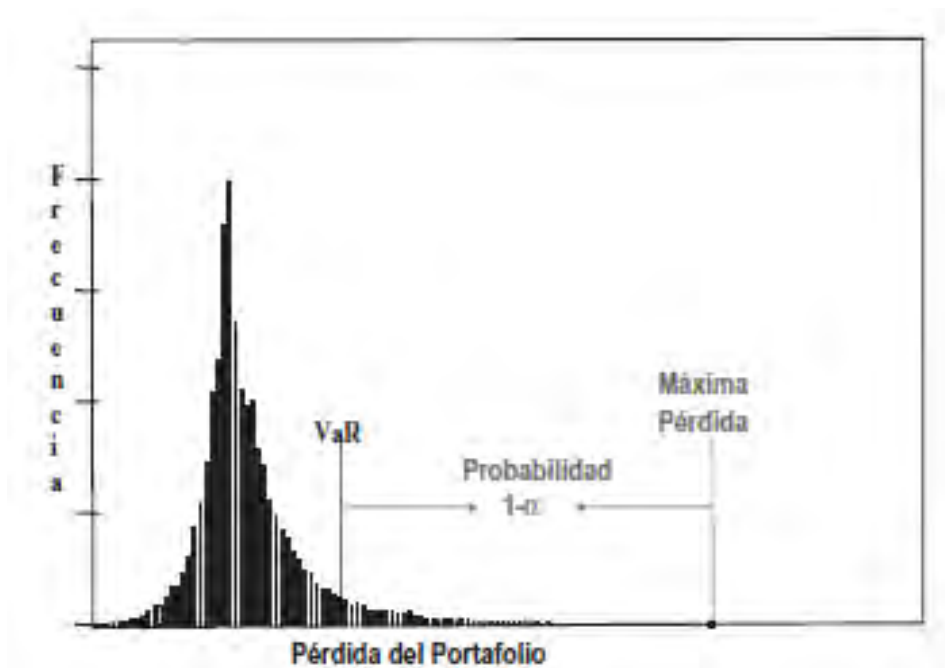


Figura 49: Función de distribución de pérdidas y concepto de VaR

El VaR presenta muchas ventajas en comparación con los métodos previamente utilizados para cuantificar el riesgo financiero:

- El VaR es una medida muy reconocida entre los operadores y reguladores en el mundo. Se ha convertido en un estándar en la industria financiera.
- Es aplicable a portafolios con instrumentos no lineales, tales como opciones, con distribuciones de pérdidas no necesariamente simétricas, ni normales.
- El VaR es una medida común de riesgo para diferentes posiciones y factores de riesgo. Puede ser aplicado a cualquier tipo de portafolio y permite comparar riesgos de diferentes portafolios ya sean de renta fija o variable. Los métodos tradicionales son más limitados: Las medidas de duración y convexidad aplican solamente a posiciones en renta fija. Las medidas griegas sólo son aplicables a posiciones en derivados.
- El VaR permite agregar riesgos de diferentes posiciones teniendo en cuenta la forma en la cual se correlacionan entre sí los diferentes factores de riesgo, lo cual no es posible con algunas medidas tradicionales, por ser sensibles a la agregación de componentes de riesgo.
- El VaR es probabilístico y le proporciona al gestor del riesgo información útil sobre las probabilidades asociadas con un monto específico de pérdidas. Muchas medidas tradicionales tales como la duración-convexidad y las griegas solo responden preguntas de la forma “¿Qué pasaría si...? Y no dan una indicación específica de la posible pérdida.
- El VaR se expresa en la unidad de medida más simple y fácil de entender en el contexto del riesgo financiero, esto es, pérdida en dinero. Otras medidas son expresadas en unidades mucho menos claras tales como período promedio del flujo de caja.

Estas son algunas de las ventajas más significativas, que explican la razón por la cual el VaR es tan popular como medida de riesgo. Sin embargo, lo anterior sólo permite afirmar que el VaR

tiene ciertas propiedades que lo hace la mejor medida de riesgo, considerado dentro de cierta colección particular de ellas. El VaR como medida de riesgo tiene problemas de incoherencia desde el punto de vista matemático, lo cual se refleja en situaciones prácticas.

La amplia difusión y uso generalizado del VaR no han impedido que, desde los ámbitos académicos y entre los operadores de los mercados, su validez teórica y práctica sean sometidas a rigurosas pruebas de coherencia, en una búsqueda incesante por mejorar la cuantificación del riesgo y optimizar la toma de decisiones de inversión. Cuando, a la luz de la teoría de la medida, se analizan las propiedades que una buena medida de riesgo financiero debe satisfacer (Monotonicidad, Homogeneidad Positiva, Subaditividad e Invarianza Traslacional), se han encontrado algunas dificultades con el VaR, no sólo desde la perspectiva teórica, sino además, lo que es más preocupante, desde el punto de vista práctico y operativo de la gestión de riesgo en el ámbito financiero.

El hecho de que el VaR no sea subaditivo es un problema fundamental, debido a que eso significa que no puede ser asumido como una medida adecuada para el riesgo en todos los casos. Entre otras características “no deseables” del VaR, se presentan las siguientes:

- Para distribuciones discretas, el VaR es no una función suave, ni convexa y además es multiextrema, lo que dificulta su control y optimización mediante métodos estándares para distribuciones no normales. A pesar de los significativos esfuerzos de investigación, aún no es posible disponer de algoritmos eficientes para la optimización del VaR para dimensiones razonables en cuanto a número de instrumentos y escenarios.
- No justifica la diversificación, lo cual se explica porque la no subaditividad implica que la diversificación puede incrementar el riesgo.
- Sólo es subaditivo en el caso de distribuciones elípticas como ocurre con la distribución normal y la distribución t de Student.
- Los diversos métodos de cálculo del VaR generan resultados muy distantes, que pueden producir confusión en la toma de decisiones.
- No es una medida coherente de riesgo, desde la perspectiva aplicable de la teoría de la medida.
- Determina probabilidad de eventos extremos, pero ignora la posible severidad de ellos. No proporciona ninguna información sobre el monto de las pérdidas que exceden el VaR. Esto puede proporcionar resultados en conflicto para diferentes niveles de confianza.

Estas críticas hacia el VaR, así como las propiedades deseables para una medida de riesgo financiero, como las comentadas anteriormente, han orientado las investigaciones, en algunos casos a reformulaciones del VaR y en otros hacia la búsqueda de modelos sustitutivos para la cuantificación del riesgo de mercado, como el “valor en riesgo condicional” (CVaR, conditional Value-at-Risk).

El CVaR que se propone como metodología para cuantificar el riesgo de mercado es una medida complementaria del VaR, que satisface todas las propiedades exigidas para ser una medida coherente de riesgo, desde el punto de vista académico de la teoría de la medida. Además, desde el punto de vista práctico y operativo, el CVaR supera los inconvenientes citados, ya que no sólo satisface la propiedad de subaditividad, sino que también es convexa y uniextremo, lo cual facilita la implementación de algoritmos de optimización y control.

En la siguiente figura se ilustra el concepto de CVaR y su relación con el VaR:

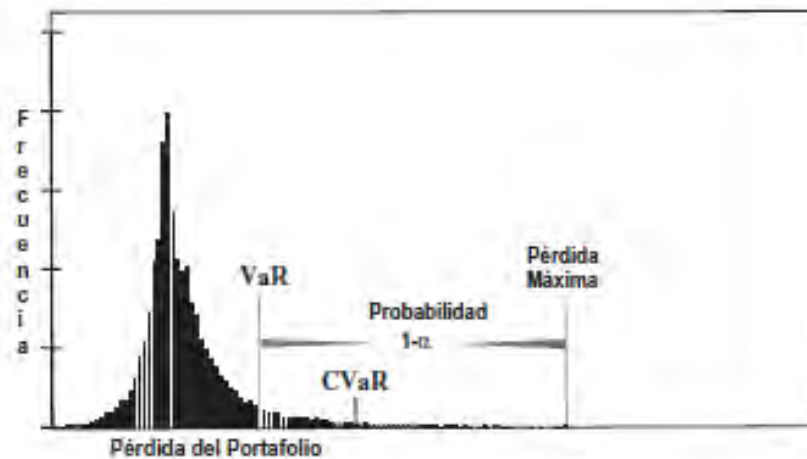


Figura 50: Función de de distribución de pérdidas y concepto de CVaR.

El CVaR cuantifica las pérdidas que exceden el VaR y actúa como una cota superior para el VaR. Por lo tanto, portafolios con un bajo CVaR también tienen bajo VaR. El CVaR así definido es una representación convenientemente simple del riesgo, aplicable a distribuciones de pérdida no simétricas, que tiene en cuenta los riesgos más allá del VaR y es convexa. Además es una medida coherente de riesgo, ya que satisface la invarianza, traslacional, la homogeneidad positiva, la monotonicidad, y lo que se considera mucho más importante, satisface la subaditividad.

Una propiedad fundamental del CVaR es el ser una función convexa, es decir que para cualesquier X, Y vectores distintos de posiciones en un portafolio se tiene que:

$$\lambda \text{CVaR}(X) + (1-\lambda) \text{CVaR}(Y) \leq \text{CVaR}(\lambda X + (1-\lambda)Y)$$

Esto permite garantizar la existencia de un único óptimo global y local. Dado que el VaR no cumple esta propiedad, cuando se usan técnicas de programación lineal para minimizar esta medida, puede conducir a identificar un punto como óptimo global, cuando en realidad es local. Por el contrario, el CVaR puede ser optimizado, y simultáneamente se estaría minimizando el VaR. Otros aspectos positivos del valor en riesgo condicional, CVaR, son los siguientes:

- El CVaR es continuo con respecto al nivel de confianza α , al contrario de lo que ocurre con el VaR.
- Aún para distribuciones no normales, el CVaR es fácil de controlar y optimizar.
- Puede ser minimizado usando algoritmos de programación lineal, lo cual no ocurre con el VaR, permitiendo el manejo de portafolios con un gran número de instrumentos y escenarios.
- El CVaR, por ser una medida convexa, hace posible construir algoritmos eficientes para controlar el CVaR.
- Realmente proporciona información sobre la magnitud de las pérdidas cuando ellas exceden el VaR.
- La minimización del CVaR proporciona también una solución próxima al óptimo en términos de VaR, dado que el CVaR es siempre mayor o igual al VaR. Además cuando la distribución de pérdidas es normal, ambas medidas son equivalentes y proporcionan el mismo portafolio óptimo.

Estas propiedades hacen que el CVaR sea más adecuado para realizar análisis de riesgo-beneficio como es el objetivo del presente trabajo. Por ejemplo esta medida permitirá calcular un portafolio con un beneficio especificado y con mínimo CVaR, o por el contrario, obtener un portafolio con máximo beneficio restringiendo el CVaR por debajo de una cantidad determinada.

2.3.4. Algoritmo de optimización del CVaR.

Para la implementación de medidas de riesgo en el modelo de central hidráulica reversible y su posterior optimización, es necesario aplicar la aproximación planteada por el Ph.D. Stanislav Uryasev en el artículo Rockafellar R.T. et al. (2000), para la minimización del CVaR y el cálculo del VaR simultáneamente.

Según plantea Uryasev, la expresión para el cálculo del CVaR debe ser simplificada, ya que sería muy complicado trabajar con ella dado que la definición del VaR está incluida dentro de la expresión:

$$\phi_{\beta}(x) = (1 - \beta)^{-1} \int_{f(x,y) > \alpha} f(x,y)p(y)dy$$

Donde:

ϕ_{β} es el CVaR del portafolio con nivel de confianza β .

x es el vector de posición de los diferentes instrumentos del portafolio.

y es un vector que representa los precios de estos instrumentos en el siguiente periodo, los cuales son desconocidos.

$p(y)$ es la función de densidad de y .

$f(x,y)$ es la función de pérdidas del portafolio, igual a la diferencia entre el valor actual del portafolio, y el valor en el siguiente periodo.

α es la función VaR del portafolio.

La idea principal de la aproximación es que es posible definir una función mucho más simple que puede ser usada en lugar del CVaR:

$$F_{\beta}(x, \alpha) = \alpha + (1 - \beta)^{-1} \int_{f(x,y) > \alpha} (f(x,y) - \alpha)p(y)dy$$

Uryasev demuestra que esta función es convexa respecto a α , que el VaR es un mínimo de esta función respecto a α , y que al minimizar la función $F_{\beta}(x, \alpha)$ respecto a α se obtiene el CVaR.

$$\phi_{\beta}(x) = F_{\beta}(x, \alpha(x, \beta)) = \min_{\alpha} F_{\beta}(x, \alpha)$$

Por tanto, la función $F_{\beta}(x, \alpha)$ puede utilizarse para optimizar el CVaR y simultáneamente calcular el VaR:

$$\min_{x \in X} \phi_{\beta}(x) = \min_{x \in X, \alpha} F_{\beta}(x, \alpha)$$

En el caso de no disponer de una representación analítica de la función de densidad $p(y)$, como es el caso del presente problema, la función $F_{\beta}(x, \alpha)$ puede ser modificada para incluir la información de escenarios de precio disponibles, ya sean observaciones históricas de precios, o

hayan sido obtenidos mediante simulaciones de Monte Carlo o cualquier otro método. La función $F_{\beta}(x, \alpha)$ puede ser calculada aproximadamente del siguiente modo:

$$\widetilde{F}_{\beta}(x, \alpha) = \alpha + v \sum_{j=1}^J (f(x, y_j) - \alpha)^+$$

Donde:

v es una constante igual a $((1 - \beta)J)^{-1}$.

J es el número de escenarios considerados.

$t^+ = \max(0, t)$, es decir, solo se considera la diferencia si el resultado es mayor que cero.

Si la función de pérdidas $f(x, y)$ es convexa respecto a x , la función $\widetilde{F}_{\beta}(x, \alpha)$ es convexa y diferenciable respecto al vector (x, α) . Además si la función $f(x, y)$ es lineal respecto a x , el problema de optimización puede resolverse usando técnicas de programación lineal.

Para ello el término $(f(x, y_j) - \alpha)^+$ de la función $\widetilde{F}_{\beta}(x, \alpha)$ debe reemplazarse por unas variables auxiliares z_j , e imponer restricciones del tipo:

$$z_j \geq f(x, y_j) - \alpha, z_j \geq 0$$

De esta forma, la minimización de la función $\widetilde{F}_{\beta}(x, \alpha)$ se reduce al siguiente problema de programación lineal:

$$\min \alpha + v \sum_{j=1}^J z_j,$$

Sujeto a:

$$x \in X,$$

$$z_j \geq f(x, y_j) - \alpha, z_j \geq 0, j=1, \dots, J$$

Numerosos casos estudiados han demostrado que esta formulación proporciona una técnica muy potente y estable numéricamente, que puede resolver problemas con un gran número de variables y escenarios.

Además de minimizar el CVaR y de calcular el VaR del portafolio, esta formulación permite incluir también una restricción sobre las pérdidas (o beneficios) del mismo, imponiendo que sean inferiores o iguales a una cantidad fijada $-R$ (es decir, el beneficio es superior o igual a R). Esta restricción es formulada del siguiente modo:

$$J^{-1} \sum_{j=1}^J f(x, y_j) \leq -R$$

En caso de no aplicar esta restricción, el algoritmo calculará el programa para obtener el CVaR mínimo, sin importar las pérdidas o ganancias que se produzcan. Por el contrario, al contar con esta restricción se calculará el programa que obtenga al menos los beneficios esperados con CVaR mínimo. Esto será de gran utilidad para calcular y representar las curvas de riesgo-beneficio.

La aplicación de este algoritmo en el problema de optimización del sistema hidráulico reversible supone una variación de la función objetivo, la introducción de las nuevas restricciones de las variables z_j , y la introducción de la restricción sobre las pérdidas.

La función de pérdidas $f(x, y)$ puede calcularse cambiando de signo la función objetivo de los anteriores modelos (que representaba los beneficios):

$$f(PG_{D,i}, PB_{D,i}, PG_{Iv,i}, PG_{Ic,i}, PB_{Ic,i}, PB_{Iv,i}, \lambda_{D,i}^\omega, \lambda_{I,i}^{\omega,\gamma}) =$$

$$- \sum_{i=1}^{24} \sum_{\omega=1}^{20} p^\omega \cdot \left[\lambda_{D,i}^\omega \cdot (PG_{D,i} - PB_{D,i}) + \sum_{\gamma=1}^5 p^\gamma \cdot [\lambda_{I,i}^{\omega,\gamma} \cdot (PG_{Iv,i} - PG_{Ic,i} - PB_{Ic,i} + PB_{Iv,i})] \right]$$

Donde:

$\omega=1 \dots 20$ es el indicativo para cada escenario del MD.

$\gamma=1 \dots 5$ es el indicativo para cada escenario de precio del MI relativo a un escenario del MD.

p^ω es la probabilidad que se asigna a cada escenario de precio del MD.

$\lambda_{D,i}^\omega$ es el precio estimado para el MD en la hora i , en el escenario ω .

p^γ es la probabilidad que se asigna a cada escenario de precio del MI.

$\lambda_{I,i}^{\omega,\gamma}$ es el precio estimado para el MI en la hora i , en el escenario γ del MI, relativo al escenario ω del MD.

$PG_{D,i}$ es la generación vendida en el MD en la hora i , igual a la suma de la generación vendida para cada grupo: $PG_{D,i} = \sum_{k=1}^N PG_{D,k,i}$.

$PB_{D,i}$ es el bombeo comprado en el MD en la hora i , igual a la suma del bombeo comprado para cada grupo: $PB_{D,i} = \sum_{k=1}^N PB_{D,k,i}$.

$PG_{Iv,i}^\omega$ es la generación vendida en el MI1 en la hora i en el escenario ω , igual a la suma de la generación vendida para cada grupo en dicho escenario: $PG_{Iv,i}^\omega = \sum_{k=1}^N PG_{Iv,k,i}^\omega$.

$PG_{Ic,i}^\omega$ es la generación comprada en el MI1 en la hora i en el escenario ω , igual a la suma de la generación comprada para cada grupo en dicho escenario: $PG_{Ic,i}^\omega = \sum_{k=1}^N PG_{Ic,k,i}^\omega$.

$PB_{Ic,i}^\omega$ es el bombeo comprado en el MI1 en la hora i en el escenario ω , igual a la suma del bombeo comprado para cada grupo en dicho escenario: $PB_{Ic,i}^\omega = \sum_{k=1}^N PB_{Ic,k,i}^\omega$.

$PB_{Iv,i}^\omega$ es el bombeo vendido en el MI1 en la hora i en el escenario ω , igual a la suma del bombeo vendido para cada grupo en dicho escenario: $PB_{Iv,i}^\omega = \sum_{k=1}^N PB_{Iv,k,i}^\omega$.

La función objetivo del nuevo modelo queda del siguiente modo:

$$\min \alpha + v \sum_{\omega=1}^{20} \sum_{\gamma=1}^5 z_{\omega,\gamma}$$

Donde:

α es la variable que representa el VaR del problema.

v es una constante igual a $((1 - \beta)N)^{-1}$. El nivel de confianza β toma valores entre 0 y 1, habitualmente 0.9, 0.95, 0.99, etc. dependiendo del grado de aversión al riesgo de quien toma la decisión. N es el número total de escenarios, en este caso 100.

$\omega=1 \dots 20$ es el indicativo para cada escenario del MD.

$\gamma=1 \dots 5$ es el indicativo para cada escenario de precio del MI relativo a un escenario del MD.

$z_{\omega,\gamma}$ es una variable auxiliar del problema.

Sobre esta función objetivo, se aplican las siguientes restricciones:

- Restricción de cálculo del algoritmo:

$$z_{\omega,\gamma} \geq f(PG_{D,i}, PB_{D,i}, PG_{Iv,i}, PG_{Ic,i}, PB_{Ic,i}, PB_{Iv,i}, \lambda_{D,i}^{\omega}, \lambda_{I,i}^{\omega,\gamma}) - \alpha, z_{\omega,\gamma} \geq 0, \omega=1 \dots 20, \gamma=1 \dots 5$$

- Restricción sobre las pérdidas:

$$J^{-1} \sum_{\omega=1}^{20} \sum_{\gamma=1}^5 f(PG_{D,i}, PB_{D,i}, PG_{Iv,i}, PG_{Ic,i}, PB_{Ic,i}, PB_{Iv,i}, \lambda_{D,i}^{\omega}, \lambda_{I,i}^{\omega,\gamma}) \leq -R$$

Donde J es el número de escenarios total, es decir $20 \cdot 5 = 100$.

- Regiones factibles de generación y bombeo:

$$G_{min} \cdot y_{k,i} \leq G_{k,i} \leq G_{max} \cdot y_{k,i}$$

$$G_{k,i} = PG_{D,k,i} + PG_{Iv,k,i} - PG_{Ic,k,i}$$

$$B_{k,i} = B_{max} \cdot z_{k,i}$$

$$B_{k,i} = PB_{D,k,i} + PB_{Ic,k,i} - PB_{Iv,k,i}$$

- Infactibilidad de turbinar y bombear al mismo tiempo:

$y_{j,i} + z_{k,i} \leq 1$ (Siendo $j = 1, \dots, N$ cada una de las turbinas y $k = 1, \dots, N$ cada una de las bombas). Esto daría lugar a N^2 restricciones.

- Restricciones de volumen máximo y mínimo:

$$V_{inf\,mín} \leq V_{inf,i} \leq V_{inf\,máx}$$

$$V_{sup\,mín} \leq V_{sup,i} \leq V_{sup\,máx}$$

El volumen de los dos embalses en cada periodo se calculará del siguiente modo:

$$V_{inf,i} = V_{inf,i-1} + QG_i - QB_i$$

$$V_{sup,i} = V_{sup,i-1} - QG_i + QB_i$$

$$QG_i = g_G \cdot \sum_{k=1}^N G_{k,i}$$

$$QB_i = g_B \cdot \sum_{k=1}^N B_{k,i}$$

Como condición de contorno, se impondrá un volumen final en cada embalse:

$$V_{inf,24} = V_{inf\,fin}$$

$$V_{sup,24} = V_{sup\,fin}$$

- Restricción de energía máxima a ofertar:

En la oferta del MD debe cumplirse:

$$PG_{D,i} \leq \sum_{k=1}^N G_{max}$$

$$PB_{D,i} \leq \sum_{k=1}^N B_{max}$$

Y en la oferta del MI debe cumplirse:

$$PG_{Ic,i} \leq PG_{D,i}$$

$$PB_{Iv,i} \leq PB_{D,i}$$

Al igual que los dos anteriores modelos, el modelo expuesto (función objetivo y restricciones) describe completamente el problema (junto con los parámetros del sistema), y será implementado en el software de optimización IBM ILOG CPLEX Optimization Studio para ser estudiado. Como resultado, se obtendrá una única solución con las energías que deben ser vendidas o compradas en cada hora del día en los mercados Diario e Intradía, que garantizan que el CVaR será mínimo y el beneficio será superior a la cota fijada en base a la información sobre el precio contenida en los escenarios introducidos.

3. Resultados y análisis.

3.1. Resumen.

Hasta ahora han sido presentados tres diferentes modelos para la optimización del programa de generación y bombeo de una central hidráulica reversible. Estos modelos trabajarán con idénticos datos de entrada (que se detallarán más adelante) con el objetivo de poder comparar los resultados obtenidos con cada uno de ellos.

Dado que estos modelos cumplen con los requisitos de programación lineal entera-mixta, han sido implementados en el software de optimización IBM ILOG CPLEX Optimization Studio, que utiliza algoritmos branch-and-bound (ramificación y acotamiento) y el método simplex para la resolución de este tipo de problemas. Las principales características por las que ha sido seleccionado este software son las siguientes:

- Ofrece solucionadores de programación matemática flexibles y de alto rendimiento para resolver problemas de programación lineal, programación entera mixta, programación cuadrática y programación con restricciones cuadráticas.
- IBM ILOG CPLEX Optimizer ha solucionado problemas con millones de restricciones y variables.
- Ofrece la potencia necesaria para resolver grandes problemas de optimización del mundo real, además de la agilidad que requieren las aplicaciones interactivas de soporte a la toma de decisiones mediante análisis de hoy en día.
- Interfaces flexibles: los desarrolladores pueden interactuar con IBM ILOG CPLEX Optimizer de muchas formas durante el desarrollo y el despliegue de sus aplicaciones.
- Proporciona una tecnología de optimización complementaria basada en la programación con restricciones que es particularmente adecuada para la planificación detallada y otros problemas combinatorios difíciles de resolver.

La programación lineal entera-mixta garantiza la obtención de una solución óptima global, si existe una solución factible, dentro de la tolerancia de las aproximaciones realizadas.

A pesar del elevado número de variables para 24 horas de programación, el software ha demostrado un elevado rendimiento, lo que permitiría realizar una programación con un horizonte superior, como por ejemplo una semana, si se dispusiera de información fiable acerca de los escenarios de precio del Mercado Diario e Intradía.

3.2. Entrada de datos:

En la ejecución de los tres modelos se han empleado los parámetros del modelo, así como los mismos datos de entrada (escenarios de precio, nivel de confianza, etc.), con el objetivo de poder comparar los resultados obtenidos en ellos, dado que se carece de un modelo de programación base contra el que comparar los nuevos modelos.

Los parámetros de configuración empleados en los tres modelos son los siguientes:

- Número de horas (i): $n_h=24$.
- Número de escenarios del MD: $\omega=20$.

- Número de escenarios del MI (por cada escenario de MD): $\gamma=5$.
- Probabilidad asignada a cada escenario del MD: $p^\omega=1/20$.
- Probabilidad asignada a cada escenario del MI: $p^\gamma=1/5$.
- Nivel de confianza (solo en el tercer modelo): Se compararán los resultados obtenidos con $\beta=0.8$, $\beta=0.85$, $\beta=0.9$, $\beta=0.95$ y $\beta=0.99$.
- Número de grupos: $N=4$.
- Potencia máxima de las turbinas: $G_{\max}=25$ MW.
- Mínimo técnico de las turbinas: $G_{\min}=10$ MW.
- Potencia máxima de las bombas: $B_{\max}=30$ MW.
- Gasto de las turbinas: Inicialmente se empleará $g_G=4.67$ (m³/s)/MW= 0.0168 Hm³/MWh. En el análisis del modelo de solución única se analizará la influencia de este parámetro en el programa de generación, variando su valor.
- Gasto de las bombas: Inicialmente se empleará $g_B=3.88$ (m³/s)/MW= 0.014 Hm³/MWh. En el análisis del modelo de solución única se analizará la influencia de este parámetro en el programa de generación, variando su valor.
- Volumen máximo del embalse superior: $V_{\text{sup máx}}=50$ Hm³.
- Volumen mínimo del embalse superior: $V_{\text{sup mín}}=0$ Hm³.
- Volumen máximo del embalse inferior: $V_{\text{inf máx}}=100$ Hm³.
- Volumen mínimo del embalse inferior: $V_{\text{inf mín}}=0$ Hm³.
- Volumen inicial del embalse superior: $V_{\text{sup},0}=30$ Hm³.
- Volumen inicial del embalse inferior: $V_{\text{inf},0}=50$ Hm³.
En el análisis del modelo de solución única se analizará la influencia del volumen mínimo, máximo e inicial de ambos embalses sobre el programa de generación, variando su valor.
- Escenarios de precio del Mercado Diario y del Mercado Intradiario: Se muestran en el Anexo 1, así como el código de MATLAB para generarlos. En las siguientes figuras se muestra un resumen gráfico de los escenarios:

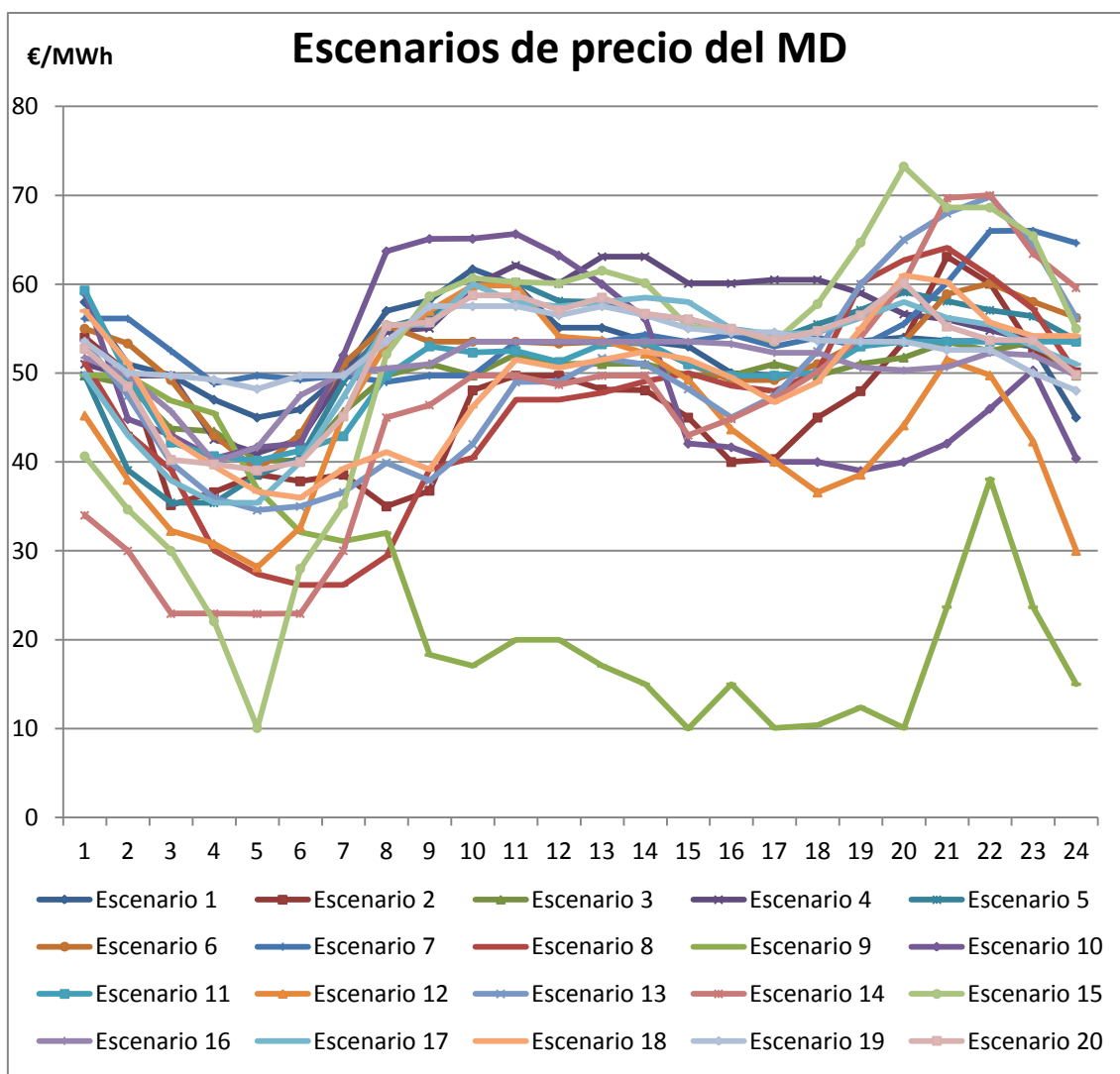


Figura 51: Escenarios de precio del Mercado Diario

Como puede observarse gráficamente, la mayor parte de los escenarios se mueven en el llano-punta entre los 40 y los 60 €/MWh, mientras que en el valle bajan entre los 30 y los 50 €/MWh, siendo representativos los escenarios 14 y 15 que bajan a los 20 y 10 €/MWh respectivamente, representando los valles en los que la alta generación de régimen especial hace que el precio baje en ciertos días por debajo de los 10 €/MWh, incluso llegando a 0 €/MWh. También es llamativo el escenario 9, ya que el precio del llano-punta apenas supera los 20 €/MWh. Es muy probable que este escenario pertenezca a un día festivo, en el que la demanda haya descendido considerablemente, además de contar con una cuota de mercado muy alta de energías de régimen especial, que se acentúa a partir de las 8 de la mañana.

En cuanto a los escenarios para el Mercado Intradiario 1, lo más destacable en ellos es que muestran un perfil de precio muy similar al del Mercado Diario correspondiente, y en general, por debajo de éste. Como se indicó en la introducción de este trabajo, el precio medio del Mercado Diario en el año 2012 fue de 47.23 €/MWh, mientras que el precio medio en los Mercados Intradiarios fue de 47.56 €/MWh. Sin embargo en el Mercado Intradiario 1 el precio medio en el año 2012 fue de 46.48 €/MWh, por debajo del precio medio del Mercado Diario. Esta peculiaridad del Mercado Intradiario 1 puede deberse a varios factores:

- Tras el proceso de resolución de restricciones técnicas por parte del Operador del Sistema, muchos agentes encuentran sus grupos generadores casados a mínimo técnico, situación que no es óptima económicamente para estos agentes. Por ello en el Mercado Intradiario 1 confluyen una gran cantidad de ofertas de venta que se colocan en la parte baja de la escalera de precios, haciendo que el precio de casación baje.
- Tras la asignación del mercado de reserva de potencia adicional a subir, los agentes generadores cuyos grupos hayan resultado casados deben vender al menos el mínimo técnico de estas unidades en cualquier Mercado Intradiario antes de llegar al periodo horario en el que han sido programados. Es práctica habitual en todos los agentes del sistema vender al menos el mínimo técnico de estos grupos en el Mercado Intradiario 1, para poder acudir al resto de Mercados Intradiarios con la energía que les quede remanente. Por ello el precio del Mercado Intradiario 1 suele verse afectado a la baja.
- El Mercado Intradiario 1 se desarrolla en horario laboral. A diferencia de los Mercados Intradiarios 2, 3 y 4 que se realizan fuera del horario de oficina, el periodo de recepción de ofertas del MI1 cierra a las 17:45 horas, por lo que prácticamente la totalidad de los agentes acuden a este mercado para realizar los ajustes que no podrán realizar durante los siguientes mercados, salvo que cuenten con personal a turnos. El mayor volumen de energía negociada hace que en general el precio de casación baje.

En las siguientes figuras se muestra la relación entre cada escenario de precio del Mercado Diario y sus cinco escenarios de precio para el Mercado Intradiario 1:

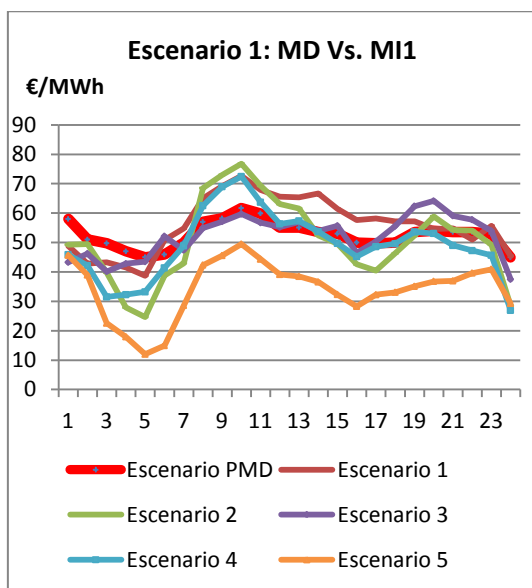


Figura 52: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 1 del Mercado Diario

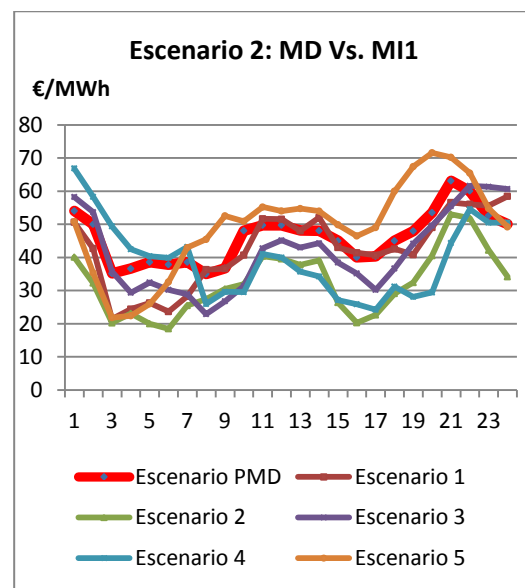


Figura 53: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 2 del Mercado Diario

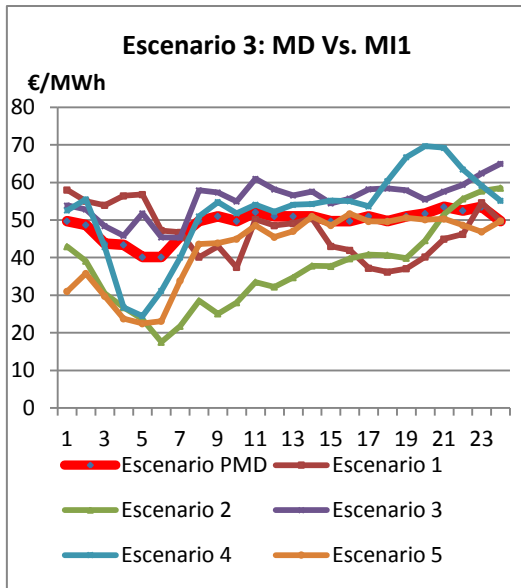


Figura 54: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 3 del Mercado Diario

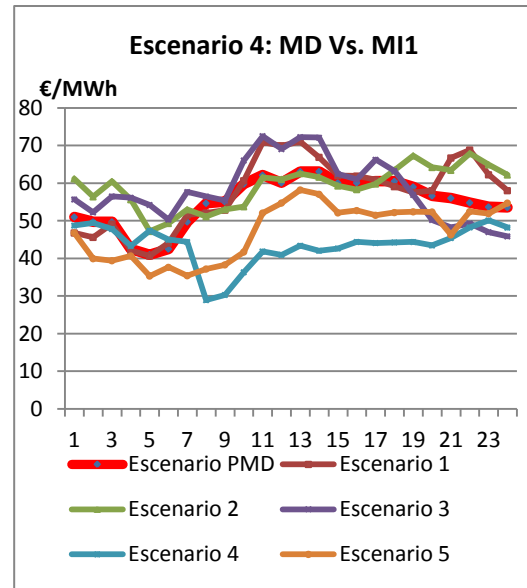


Figura 56: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 4 del Mercado Diario

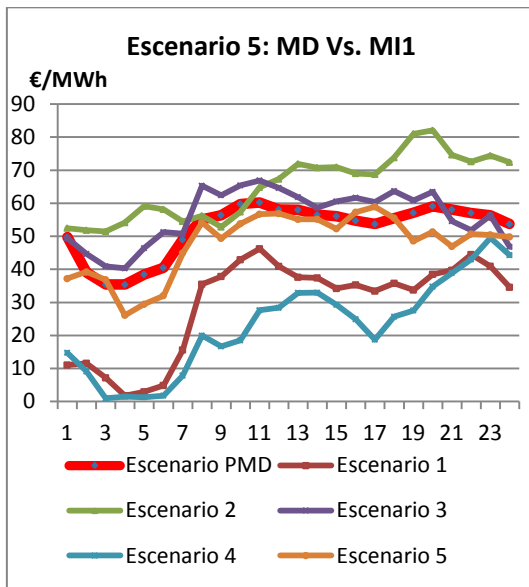


Figura 55: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 5 del Mercado Diario

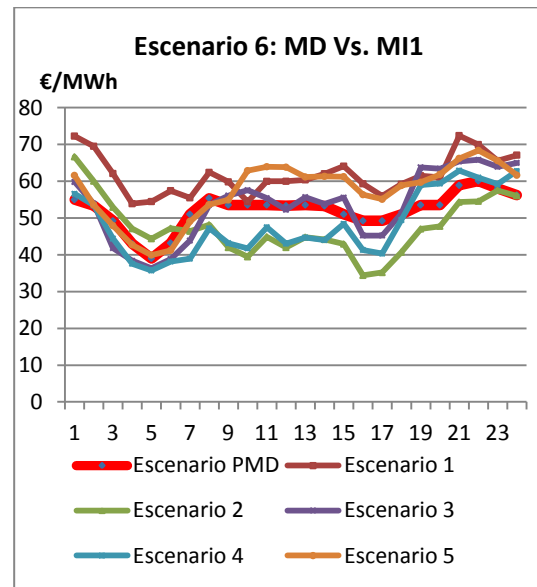


Figura 57: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 6 del Mercado Diario

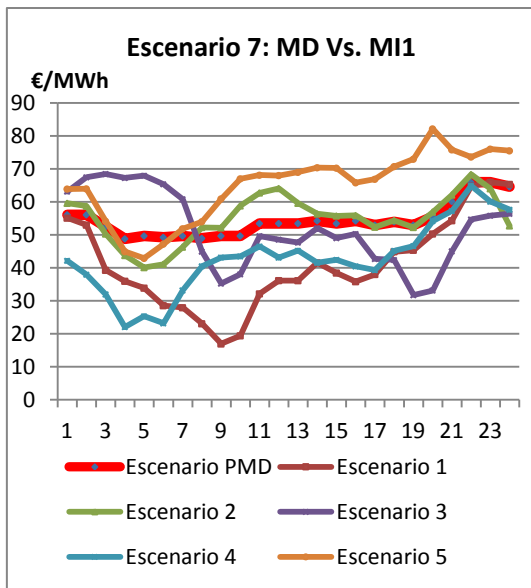


Figura 58: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 7 del Mercado Diario

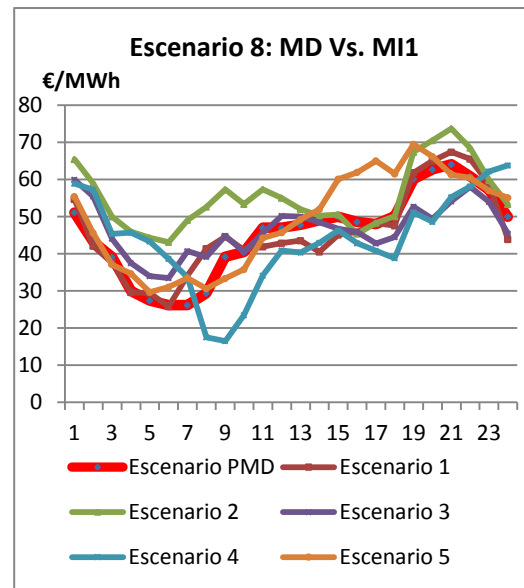


Figura 60: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 8 del Mercado Diario

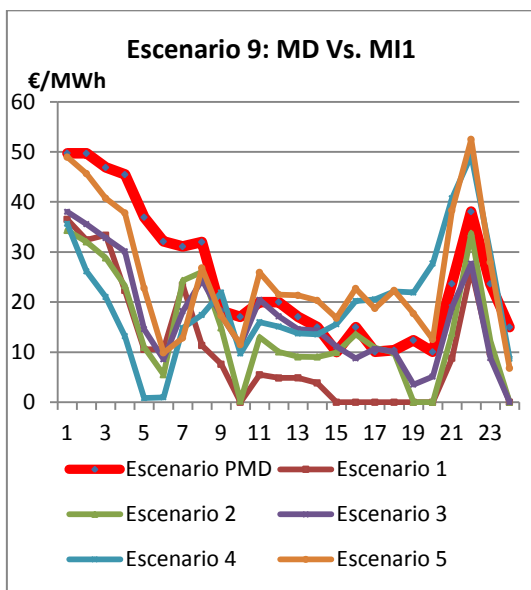


Figura 59: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 9 del Mercado Diario

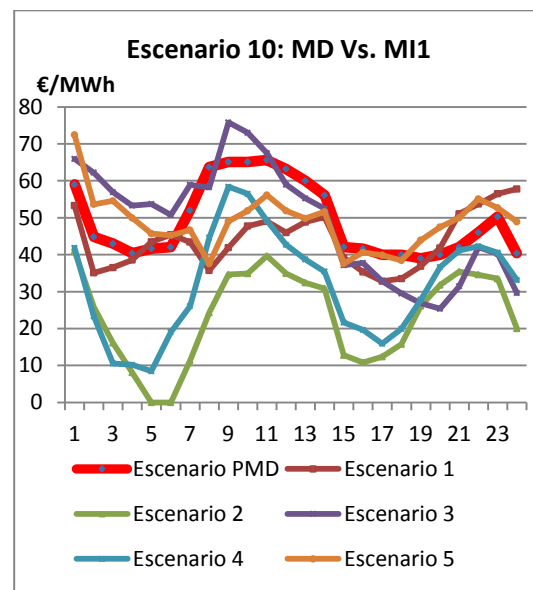


Figura 61: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 10 del Mercado Diario

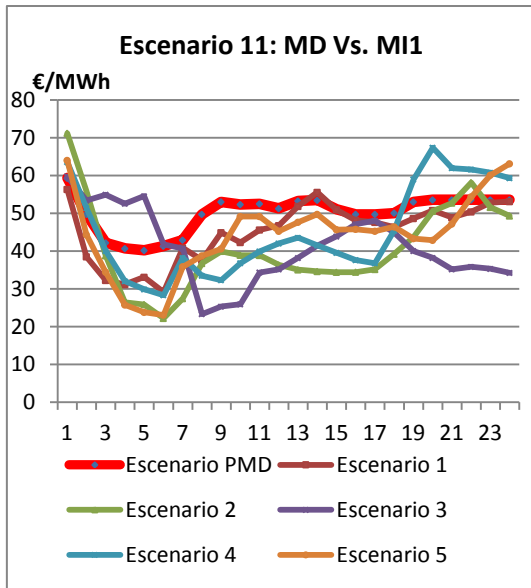


Figura 62: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 11 del Mercado Diario

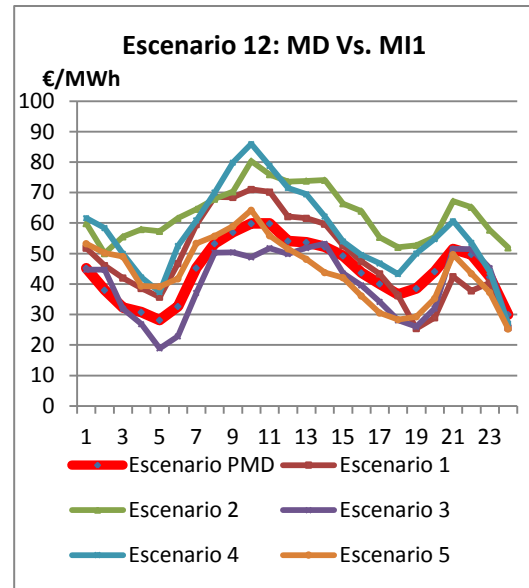


Figura 64: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 12 del Mercado Diario

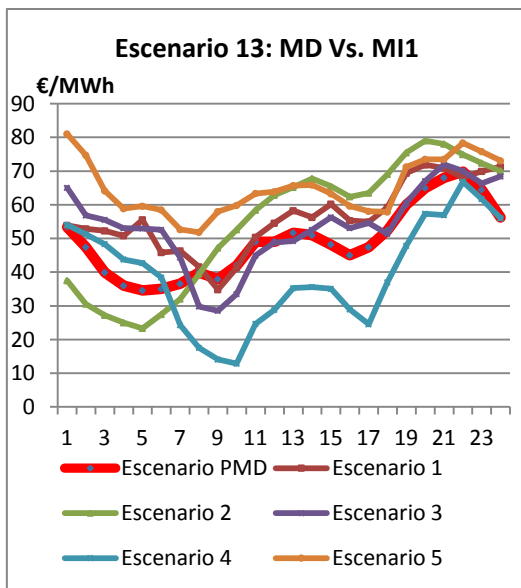


Figura 63: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 13 del Mercado Diario

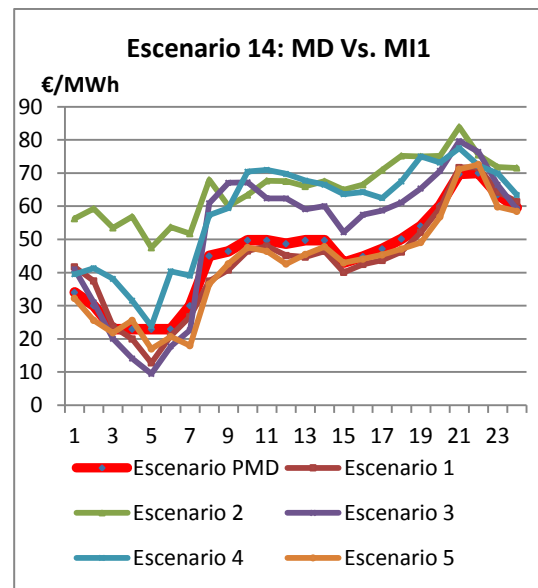


Figura 65: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 14 del Mercado Diario

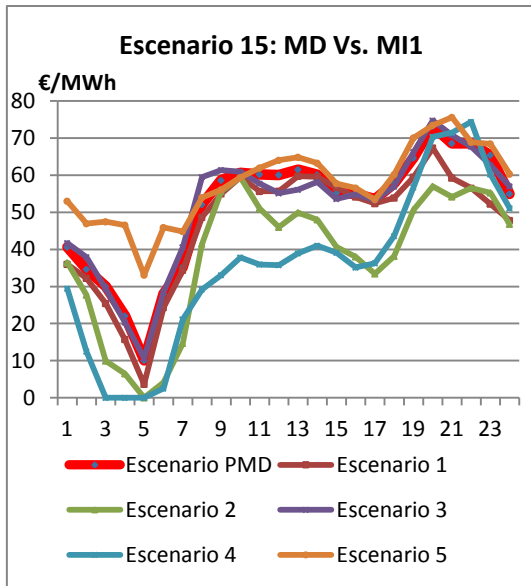


Figura 66: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 15 del Mercado Diario

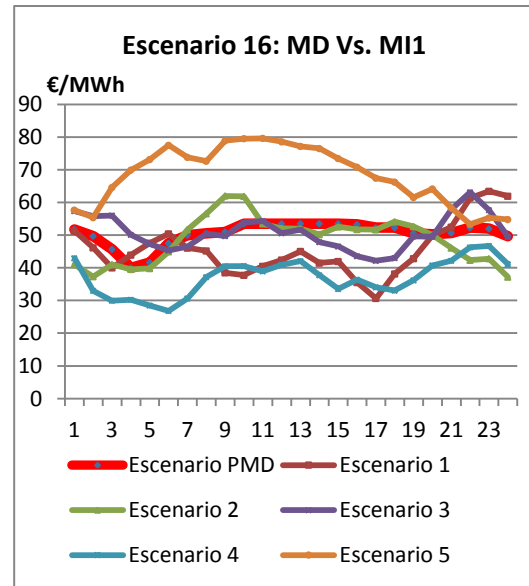


Figura 68: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 16 del Mercado Diario

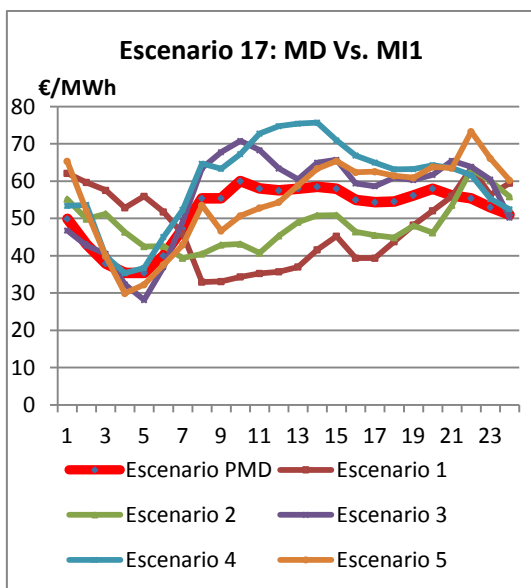


Figura 67: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 17 del Mercado Diario

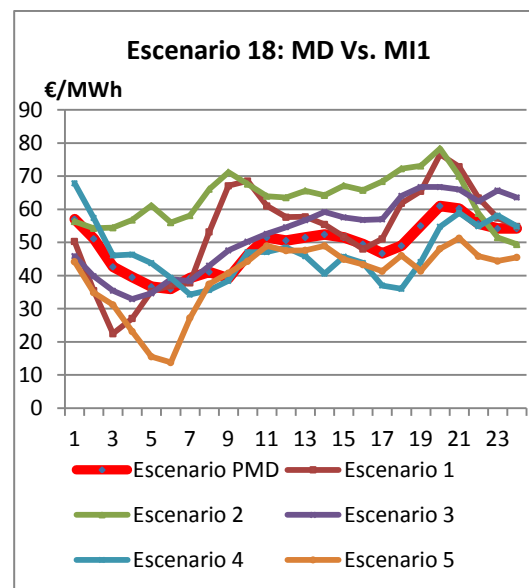


Figura 69: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 18 del Mercado Diario

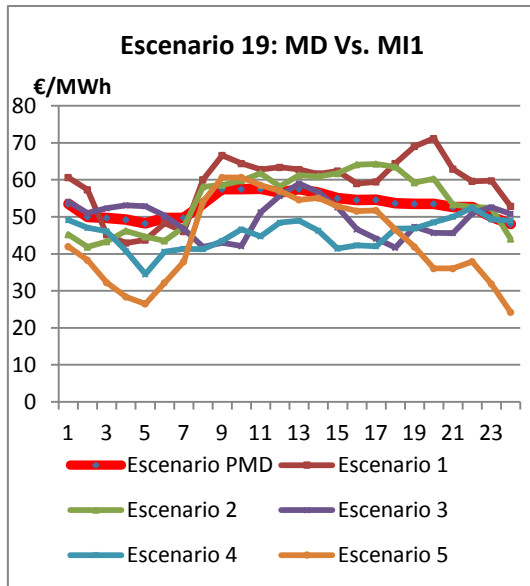


Figura 70: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 19 del Mercado Diario

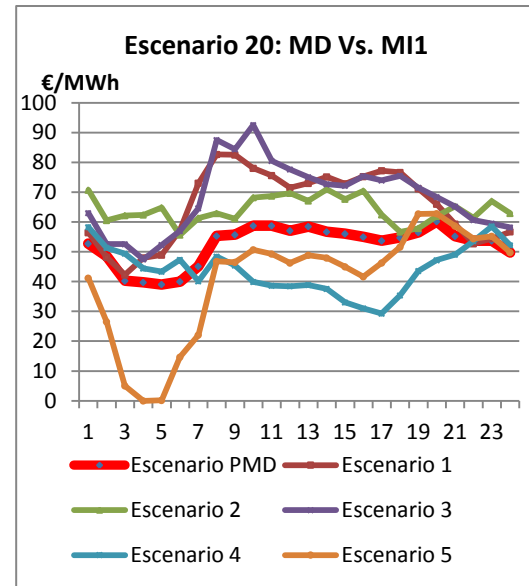


Figura 71: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 20 del Mercado Diario

3.3. Análisis del modelo de solución única.

3.3.1.Solución inicial.

El código completo del modelo de solución única implementado en la herramienta IBM ILOG CPLEX Optimization Studio se muestra en el ANEXO 2. El resultado obtenido tras ser ejecutado es una única solución con las energías que deben ser vendidas o compradas en cada hora del día en los mercados Diario e Intradiario, que garantizan que el beneficio es máximo en base a la información sobre el precio contenida en los escenarios introducidos.

El resultado en pantalla obtenido en CPLEX es el siguiente:

```
// solution (optimal) with objective 8359.18399999995
// Quality Incumbent solution:
// MILP objective                                8.3591840000e+003
// MILP solution norm |x| (Total, Max)          1.89992e+004 8.35918e+003
// MILP solution error (Ax=b) (Total, Max)      0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP x bound error (Total, Max)              0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP x integrality error (Total, Max)         0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP slack bound error (Total, Max)           7.10543e-014 3.55271e-014
//

TD = [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
100 100 100 0 0 100];
BD = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0];
TVI = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0];
TCI = [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 0 100 100 100 100 100 100 100 100
100 0 0 0 100];
BCI = [0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
BVI = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0];
T = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 0];
B = [0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
T1 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0];
T2 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0];
T3 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0];
```

```
T4 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0];
B1 = [0 0 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B2 = [0 0 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B3 = [0 0 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B4 = [0 0 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y1 = [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y2 = [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y3 = [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y4 = [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z1 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0];
z2 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0];
z3 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0];
z4 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0];
vi = [50 50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 41.6 41.6 41.6 43.28 43.28 43.28
43.28 43.28 43.28 43.28 43.28 43.28 44.96 46.64 48.32 50 50];
vs = [30 30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 38.4 38.4 38.4 36.72 36.72 36.72
36.72 36.72 36.72 36.72 36.72 35.04 33.36 31.68 30 30];
C = [0 0 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 0 100 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100
0];
```

Se pueden diferenciar tres apartados importantes:

- En primer lugar el programa nos indica que la solución obtenida es óptima, y que el valor de la función objetivo es 8359.18399. Dado que la función objetivo de este problema es maximizar el beneficio medio de los 100 escenarios de precio, este dato indica que el beneficio medio obtenido de la compra-venta de energía en el Mercado Diario y en el Mercado Intradiario 1 es de 8359.18 €. Más adelante se analizará el beneficio obtenido en cada escenario y su distribución.

- A continuación, el programa ofrece una serie de medidas de la calidad de la solución obtenida. La herramienta de optimización ILOG CPLEX utiliza aritmética de precisión finita para calcular las soluciones. Para compensar los errores numéricos producidos, CPLEX utiliza tolerancias que permiten que la solución calculada pueda violar las condiciones de factibilidad o de optimalidad. Por lo tanto la solución calculada puede, de hecho, violar ligeramente los límites especificados en el modelo.

Para que pueda valorarse la precisión de la solución obtenida, CPLEX muestra:

- El valor absoluto de la suma de todas las variables de decisión y de la mayor de ellas (que puede ser comparado con las tolerancias que utiliza CPLEX, habitualmente del orden de $1e-6$).
- El error en la solución del problema de simplex $Ax=b$ (la suma de todos los elementos del vector de error y el mayor de los elementos).
- El error total y máximo en la satisfacción de las restricciones de cota superior e inferior (en el algoritmo “Branch and Bound” para programación entera mixta), tanto para las variables de decisión como para las variables de holgura.
- El error de integridad total y máximo de las variables de decisión, es decir la cantidad que distan de ser enteras las variables así definidas.

A la vista de los errores mostrados, la solución puede ser aceptada.

- Por último CPLEX muestra el valor de todas las variables de decisión calculadas para la solución óptima, en el orden en el que fueron definidas en el código programado. Como puede observarse, todas las variables son vectores de 24 valores, que representan el valor de cada variable en cada una de las horas del horizonte de programación.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

En primer lugar, las variables TD y BD representan respectivamente la venta de generación y la compra de bombeo en el Mercado Diario. En la descripción del modelo fueron definidas como PG_D y PB_D .

A continuación las variables TVI y TCI representan la venta de generación el Mercado Intradiario 1 y la compra de generación en el mismo (comprando total o parcialmente el programa vendido en el MD). Del mismo modo, las variables BCI y BVI representan la compra de bombeo en el Mercado Intradiario 1 y la venta de bombeo en el mismo (de nuevo vendiendo total o parcialmente el programa comprado en el MD). Estas variables fueron definidas en la descripción del modelo como PG_{Iv} , PG_{Ic} , PB_{Ic} y $PB_{Iv,i}$.

Las variables T y B representan el programa final de generación y bombeo resultante de la compra-venta de energía en los mercados. Seguidamente se encuentra este programa desglosado por grupos en las variables T1, T2, T3, T4, B1, B2, B3 y B4. Estas variables fueron definidas en la descripción del modelo como G_k y B_k .

Las siguientes variables y_1, \dots, y_4 así como las variables z_1, \dots, z_4 son las variables auxiliares del problema, cuyo valor solo puede ser 0 ó 1, indicando el estado de funcionamiento de cada grupo. Como ya se indicó en la descripción del modelo, estas variables son necesarias para describir las condiciones de mínimo técnico y plena carga de los grupos.

Siguiendo a las variables auxiliares aparecen las variables v_i y v_s (V_{inf} y V_{sup} en la descripción del modelo), que representan el volumen de agua almacenada en cada embalse al final de cada hora en el horizonte de programación.

Por último, la variable C muestra de forma resumida el programa final de la central, equivalente a restar las variables T y B. Esta variable no fue definida en la descripción del modelo, aunque ha sido incluida para facilitar la lectura del programa de la central.

A continuación se va a organizar esta información de forma que puedan extraerse las conclusiones de un modo mucho más sencillo.

En la siguiente tabla se muestran las ventas y compras de energía en el Mercado Diario y en el Mercado Intradiario 1:

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	100	0	0	-100	0	0	0	0
H2	100	0	0	-100	0	0	0	0
H3	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H4	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H5	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H6	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H7	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H8	100	0	0	-100	0	0	0	0
H9	100	0	0	-100	0	0	0	0
H10	100	0	0	-100	0	0	0	0
H11	100	0	0	0	0	0	100	0

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H12	100	0	0	-100	0	0	0	0
H13	100	0	0	-100	0	0	0	0
H14	100	0	0	-100	0	0	0	0
H15	100	0	0	-100	0	0	0	0
H16	100	0	0	-100	0	0	0	0
H17	100	0	0	-100	0	0	0	0
H18	100	0	0	-100	0	0	0	0
H19	100	0	0	-100	0	0	0	0
H20	100	0	0	0	0	0	100	0
H21	100	0	0	0	0	0	100	0
H22	0	-120	100	0	0	120	100	0
H23	0	-120	100	0	0	120	100	0
H24	100	0	0	-100	0	0	0	0

Tabla 8: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

Lo primero que puede apreciarse en este programa es la diferencia entre lo que podría denominarse transacciones físicas y transacciones financieras:

Como puede observarse, la solución óptima indica que debe venderse en el Mercado Diario la plena carga de las cuatro turbinas todo el día excepto los periodos H22 y H23. A continuación esta misma energía debe ser comprada en el Mercado Intradiario 1, excepto los periodos H11, H20 y H21. Así mismo, en los periodos H22 y H23 debe comprarse en el MD la plena carga de las cuatro bombas, para después ser retirada esta energía en el MI1. Estos movimientos son los que podría denominarse transacciones financieras, ya que son realizados con el único objetivo de ingresar la diferencia de precios entre el MD y el MI1, multiplicada por la energía puesta en juego. En estas transacciones no existe una entrega física de la energía.

Como ya se mostró en las figuras 52 a 71, existe una clara tendencia en los escenarios de precio del MI1 a tener un precio inferior a los escenarios de precio del MD excepto en la punta de la noche. En los periodos H1-H10, H12-H19 y H24, la diferencia media de precios entre el MD y el MI1 es de aproximadamente 1.46 €/MWh. Por el contrario, en los periodos H22-H23, la media de precios de los escenarios del MI1 es 0.68€/MWh superior a la media de precios de los escenarios del MD. Aprovechando estas diferencias de precio, las transacciones financieras mejoran la cuenta de beneficios del agente.

Por el contrario, para realizar las transacciones físicas de energía, el programa selecciona el mercado y las horas donde se encuentran las mejores oportunidades para vender y comprar la energía, con el objetivo de que la diferencia de precio entre las horas en las que se elija vender y las horas en las que se elija comprar compense la pérdida de rendimiento que se produce al bombear y turbinar el agua. Teniendo en cuenta que con los gastos elegidos se trasvasa el mismo volumen de agua en una hora con la plena carga de las bombas o de las turbinas, la pérdida de rendimiento se puede cuantificar como $\eta=100/120=0.833$. Es decir, el precio de compra de la energía para bombear debe ser un 16.7% inferior al precio al que se venda la energía generada.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

Para las transacciones físicas, el resultado del programa ha sido comprar la energía para bombear en el MI1 de H3 a H7, y vender la energía generada posteriormente en el MD en H11, H20 y H21, y en el MI1 en H22 y H23.

En la siguiente gráfica se muestran resumidas las diferentes transacciones de energía realizadas en los mercados:

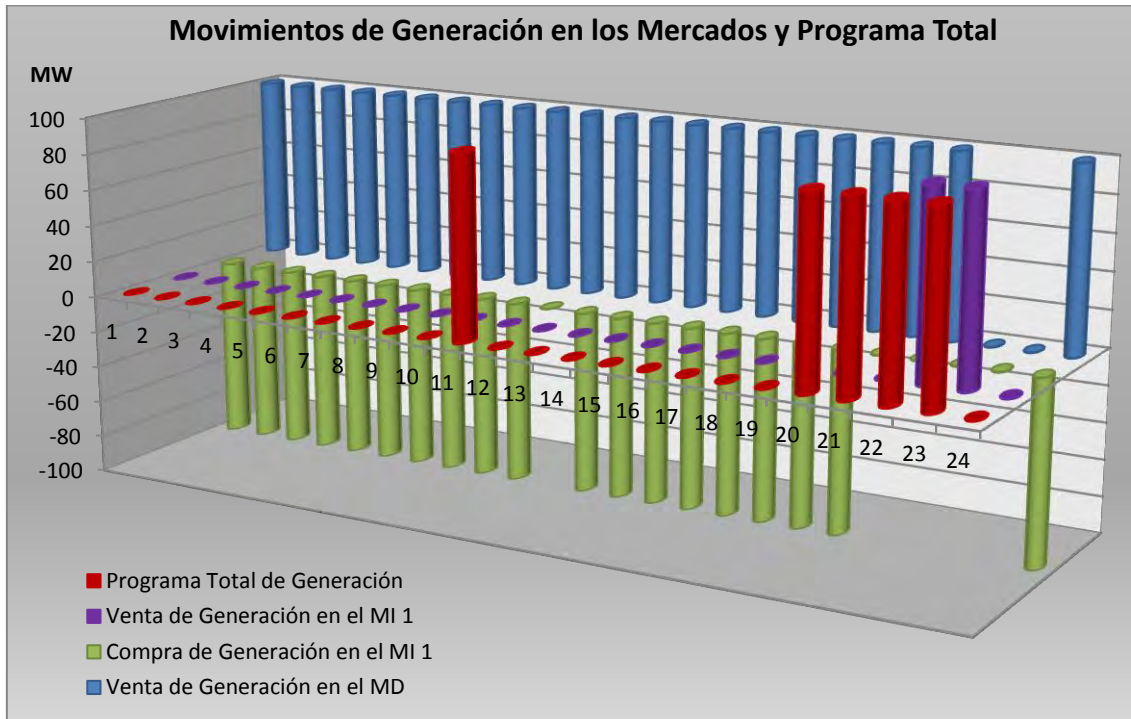


Figura 72: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

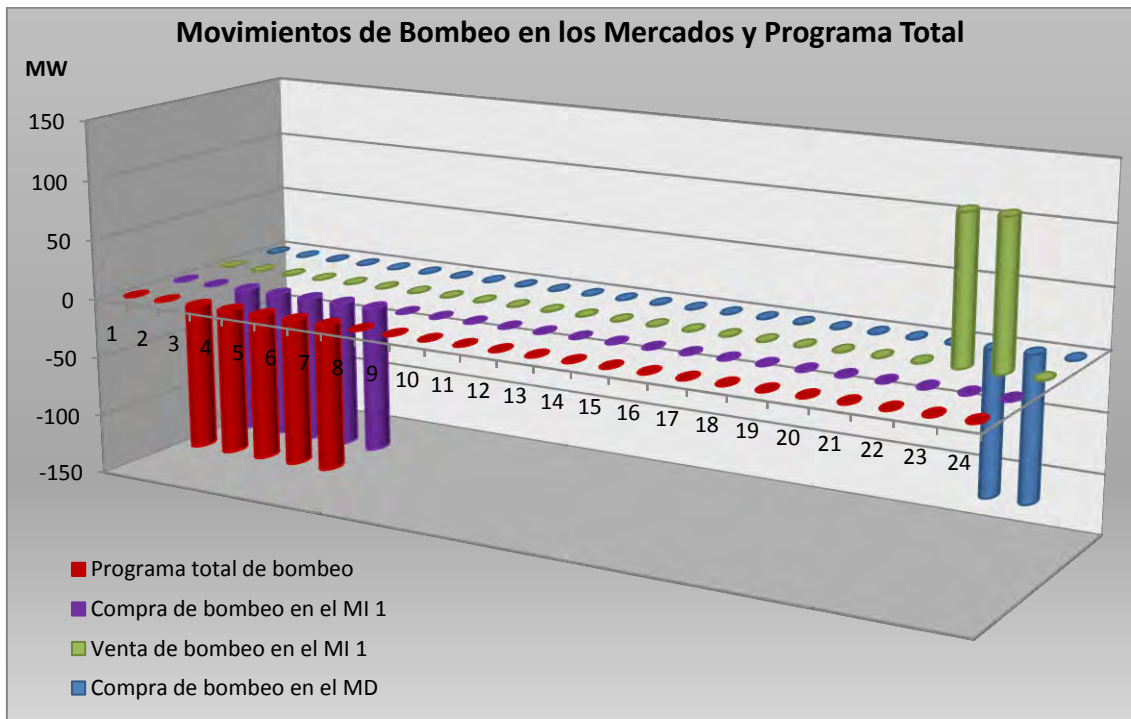


Figura 73: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

En cuanto al reparto de la energía por grupos, la solución óptima de problema resulta de asignar la plena carga a las cuatro bombas y a las cuatro turbinas en las horas indicadas anteriormente:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H3	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H4	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H7	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H11	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H20	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H21	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H22	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H23	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 9: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

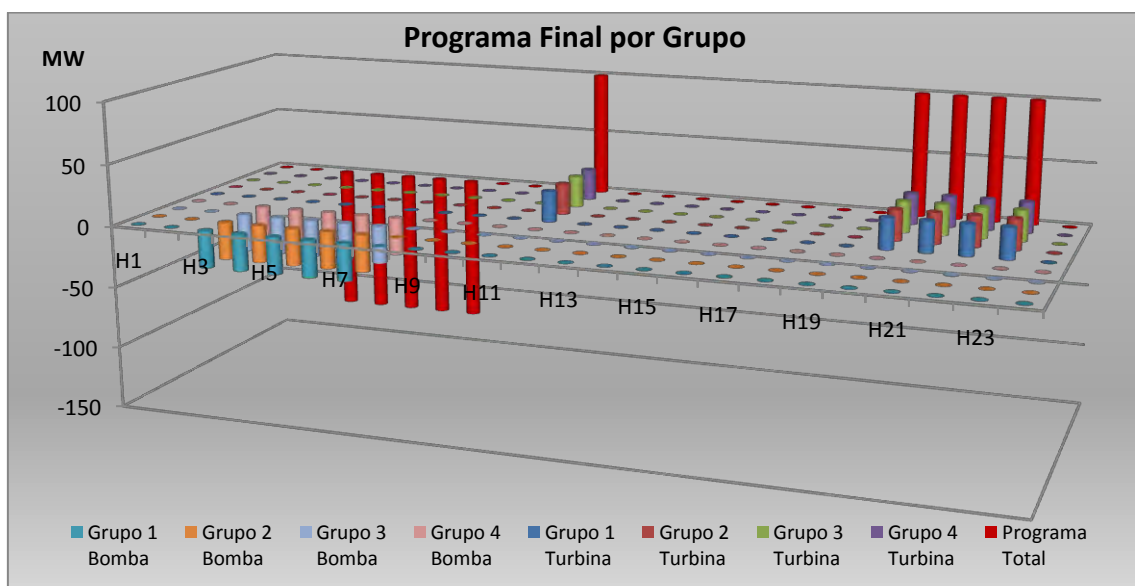


Figura 74: Reparto de la energía por grupos.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

El conjunto de las transacciones físicas y financieras reportará un beneficio medio de 8359.18€. Sin embargo cada escenario de precios proporciona un beneficio muy diferente al agente (debido al modo en que han sido obtenidos los escenarios). El beneficio real que obtendrá el agente generador dependerá del precio real que resulte de la casación del Mercado Diario y del Mercado Intradiario 1.

En la siguiente figura se muestra el beneficio que se obtendría en cada uno de los 100 escenarios de precio considerados si los resultados de las casaciones coincidieran con los precios previstos:

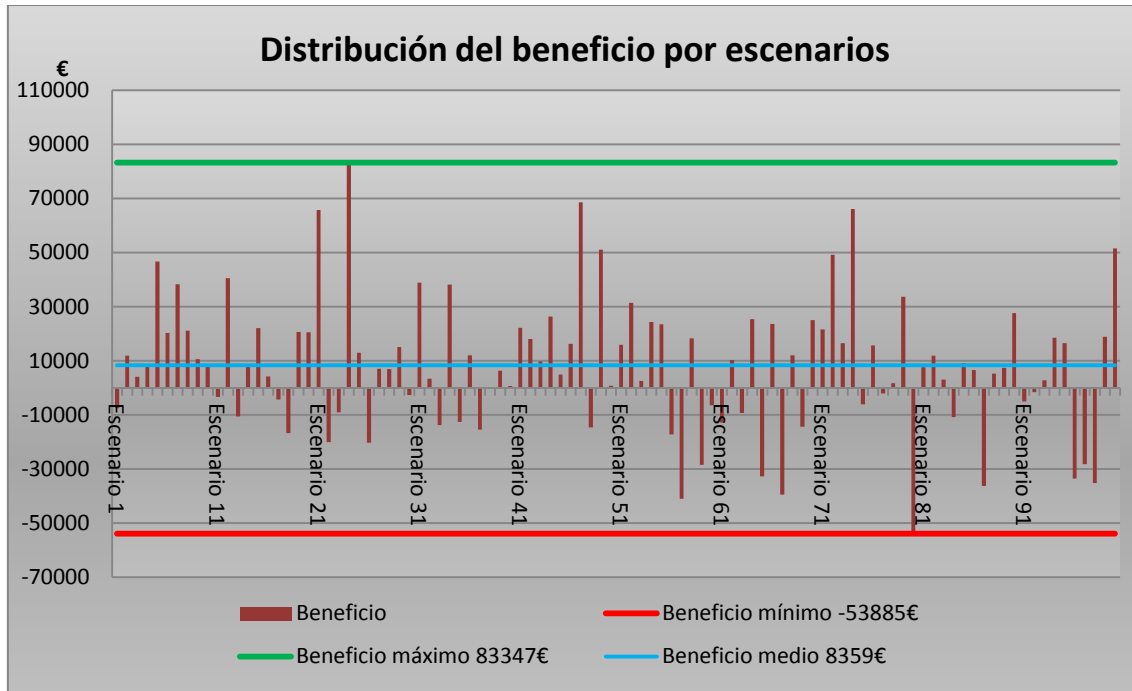


Figura 75: Distribución del beneficio por escenarios.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	30	50	H13	36,72	43,28
H2	30	50	H14	36,72	43,28
H3	31,68	48,32	H15	36,72	43,28
H4	33,36	46,64	H16	36,72	43,28
H5	35,04	44,96	H17	36,72	43,28
H6	36,72	43,28	H18	36,72	43,28
H7	38,4	41,6	H19	36,72	43,28
H8	38,4	41,6	H20	35,04	44,96
H9	38,4	41,6	H21	33,36	46,64
H10	38,4	41,6	H22	31,68	48,32
H11	36,72	43,28	H23	30	50
H12	36,72	43,28	H24	30	50

Tabla 10: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

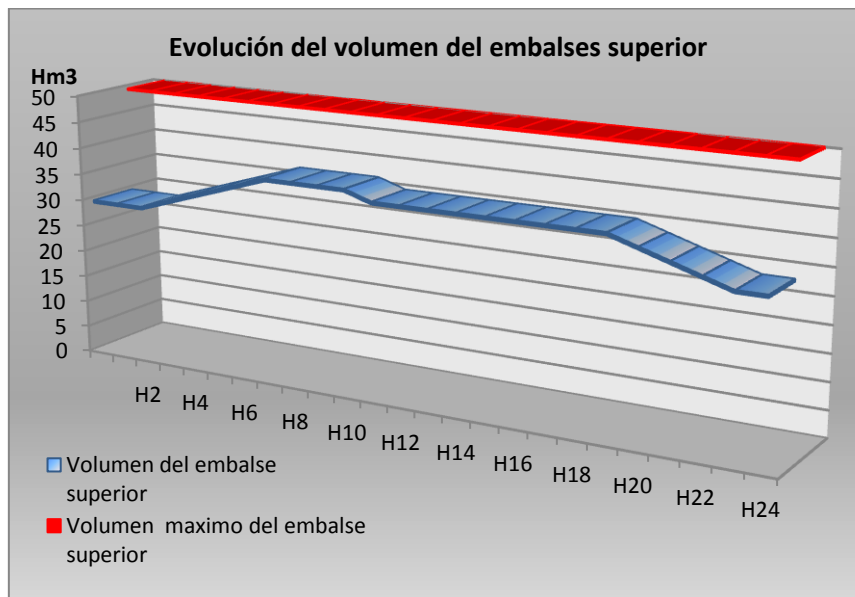


Figura 76: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

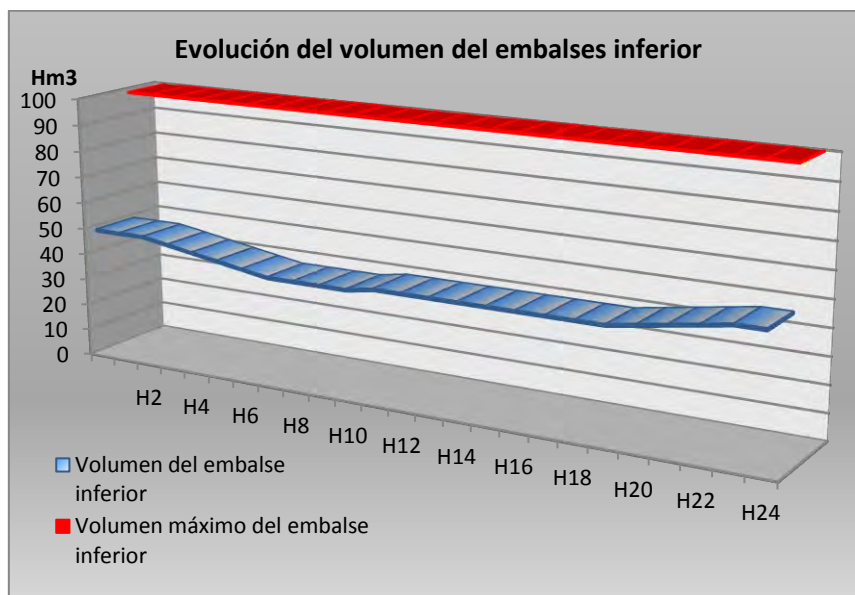


Figura 77: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

Como se observa en las anteriores figuras, con los parámetros escogidos, el volumen de ambos embalses se encuentra lejos de llegar volumen máximo o mínimo en todo momento.

En los siguientes apartados se estudiará la influencia de diversos parámetros sobre el volumen de llenado de ambos embalses, y a su vez sobre el programa óptimo de la central y el beneficio obtenido.

3.3.2. Influencia del volumen inicial de los embalses sobre la solución óptima.

A continuación se va a analizar cómo influye el nivel de llenado de los embalses al comenzar el día sobre el programa óptimo de funcionamiento y el beneficio obtenido. Debe recordarse que al finalizar el día los embalses deben encontrarse con el mismo nivel de llenado que comenzaron.

Para ello se va a contar con un volumen inicial en el embalse inferior de 35 Hm^3 ($V_{\text{inf},0}=35 \text{ Hm}^3$), y un volumen inicial en el embalse superior de 45 Hm^3 ($V_{\text{sup},0}=45 \text{ Hm}^3$). El volumen de agua embalsada en el sistema permanece constante, pero en este caso el embalse superior comienza el día cerca del nivel máximo. El resto de parámetros se mantiene constante.

El resultado obtenido es el siguiente:

```
// solution (optimal) with objective 7796.77257142852
// Quality Incumbent solution:
// MILP objective                                7.7967725714e+003
// MILP solution norm |x| (Total, Max)           1.77450e+004 7.79677e+003
// MILP solution error (Ax=b) (Total, Max)       4.97380e-014 7.10543e-015
// MILP x bound error (Total, Max)               4.54747e-013 4.54747e-013
// MILP x integrality error (Total, Max)         0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP slack bound error (Total, Max)          4.68958e-013 4.54747e-013
//
TD = [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100];
BD = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0];
TVI = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 97.619 0];
TCI = [7.619 90 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100];
BCI = [0 0 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
BVI = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0];
T = [92.381 10 0 0 0 0 0 0 0 0 -4.5475e-13 0 0 0 0 0 0 0 100 100 97.619 0];
B = [0 0 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
T1 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 0];
T2 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 0];
T3 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 0];
T4 = [17.381 10 0 0 0 0 0 0 0 0 -4.5475e-13 0 0 0 0 0 0 0 25 25 22.619 0];
B1 = [0 0 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B2 = [0 0 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B3 = [0 0 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B4 = [0 0 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y1 = [0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y2 = [0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y3 = [0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y4 = [0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z1 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0];
z2 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0];
z3 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0];
z4 = [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0];
vi = [36.552 36.72 35.04 33.36 31.68 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30];
vs = [43.448 43.28 44.96 46.64 48.32 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50];
C = [92.381 10 -120 -120 -120 -120 0 0 0 0 -4.5475e-13 0 0 0 0 0 0 0 100 100 97.619 0];
```

Como puede observarse, al igual que en el anterior caso la solución obtenida es óptima para las condiciones que se han impuesto. El valor de la función objetivo para esta solución es de 7796.77. Es decir, el beneficio medio obtenido en este caso es de 7796.77€, 562€ menos comparado con el caso base analizado anteriormente. Más adelante se analizará el motivo de esta reducción del beneficio.

El siguiente aspecto llamativo de esta solución de CPLEX es la aparición de errores debido al acotamiento de alguna variable entera. En concreto se trata de la variable $z4(11)$, que se extiende a la variable T4 y por tanto a las variables T y C. Este error es del orden de $1e-13$, por lo que puede considerarse despreciable en la resolución del problema.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

Al igual que en el caso anterior, a continuación se va a organizar toda la información de forma que puedan extraerse las conclusiones de un modo mucho más sencillo.

En la siguiente tabla se muestran las ventas y compras de energía en el Mercado Diario y en el Mercado Intradiario 1:

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	100	0	0	-7,619	0	0	92,381	0
H2	100	0	0	-90	0	0	10	0
H3	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H4	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H5	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H6	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H7	100	0	0	-100	0	0	0	0
H8	100	0	0	-100	0	0	0	0
H9	100	0	0	-100	0	0	0	0
H10	100	0	0	-100	0	0	0	0
H11	100	0	0	-100	0	0	0	0
H12	100	0	0	-100	0	0	0	0
H13	100	0	0	-100	0	0	0	0
H14	100	0	0	-100	0	0	0	0
H15	100	0	0	-100	0	0	0	0
H16	100	0	0	-100	0	0	0	0
H17	100	0	0	-100	0	0	0	0
H18	100	0	0	-100	0	0	0	0
H19	100	0	0	-100	0	0	0	0
H20	100	0	0	-100	0	0	0	0
H21	100	0	0	0	0	0	100	0
H22	0	-120	100	0	0	120	100	0
H23	0	-120	97,619	0	0	120	97,619	0
H24	100	0	0	-100	0	0	0	0

Tabla 11: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

Como puede apreciarse, en este caso también pueden distinguirse transacciones financieras y transacciones físicas. En el Mercado Diario resultan vendidas las cuatro turbinas a plena carga todo el día excepto en H22 y H23, para posteriormente comprarlas en el Mercado Intradiario 1 (excepto en H21 y parcialmente en H1 y H2). También se puede considerar transacción financiera la compra de las cuatro bombas en H22 y H23 en el MD, con el fin de venderlas en el MI1.

Para las transacciones físicas, el sistema ha elegido los periodos H3-H6 para comprar las cuatro bombas en el MI1, los periodos H1-H2 y H21 para vender las turbinas en el MD, y los periodos H22-H23 para vender las turbinas en el MI1.

Como se verá más adelante al analizar la evolución del volumen de los embalses, la necesidad de turbinar agua en los periodos H1 y H2 es la que limita las transacciones financieras en estos periodos. También puede apreciarse que se han reducido las transacciones físicas respecto al

caso base, produciéndose solo el equivalente a 4 horas de funcionamiento a plena carga para generación y para bombeo frente a las 5 horas en el caso base.

En la siguiente figura se muestra gráficamente un resumen de las transacciones físicas y financieras:

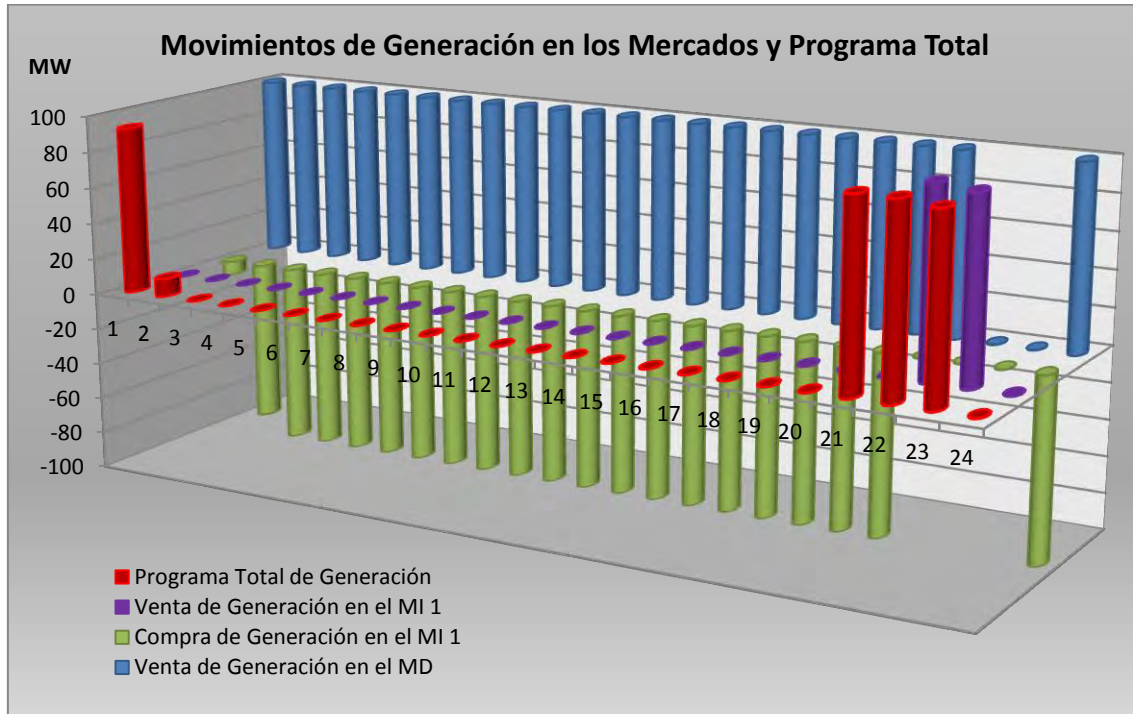


Figura 78: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

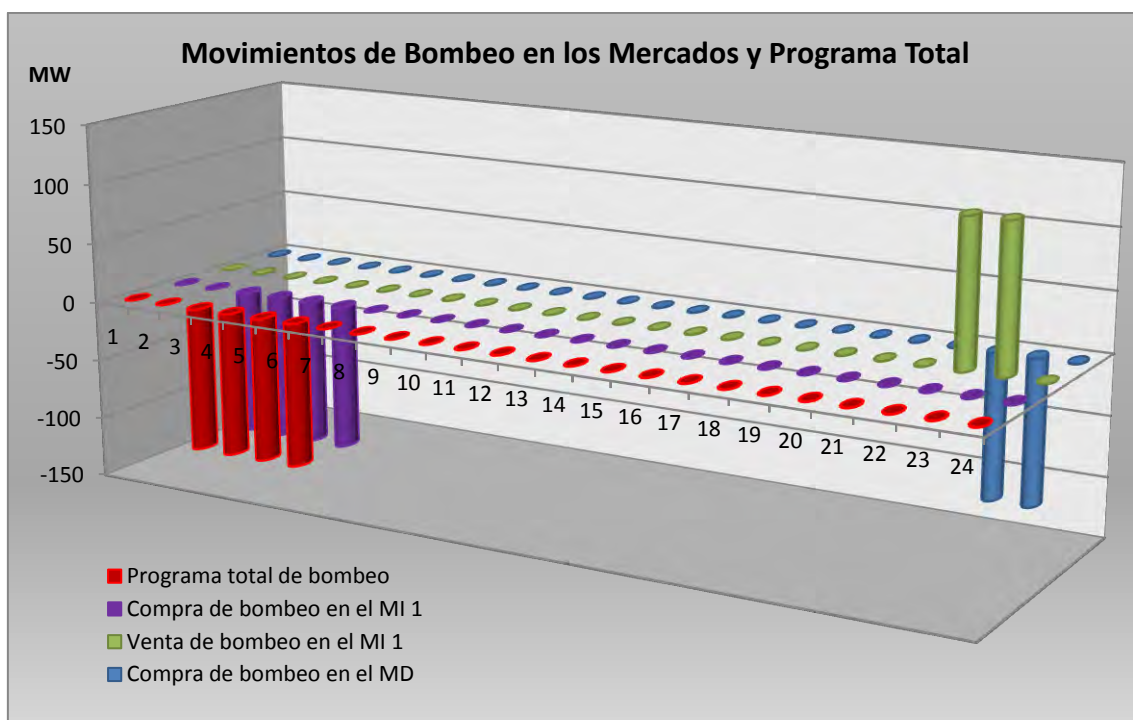


Figura 79: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

En cuanto al reparto de la energía por grupos, en la siguiente tabla se muestra la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	25	25	25	17,381	0	0	0	0	92,381
H2	0	0	0	10	0	0	0	0	10
H3	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H4	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H21	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H22	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H23	25	25	25	22,619	0	0	0	0	97,619
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 12: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

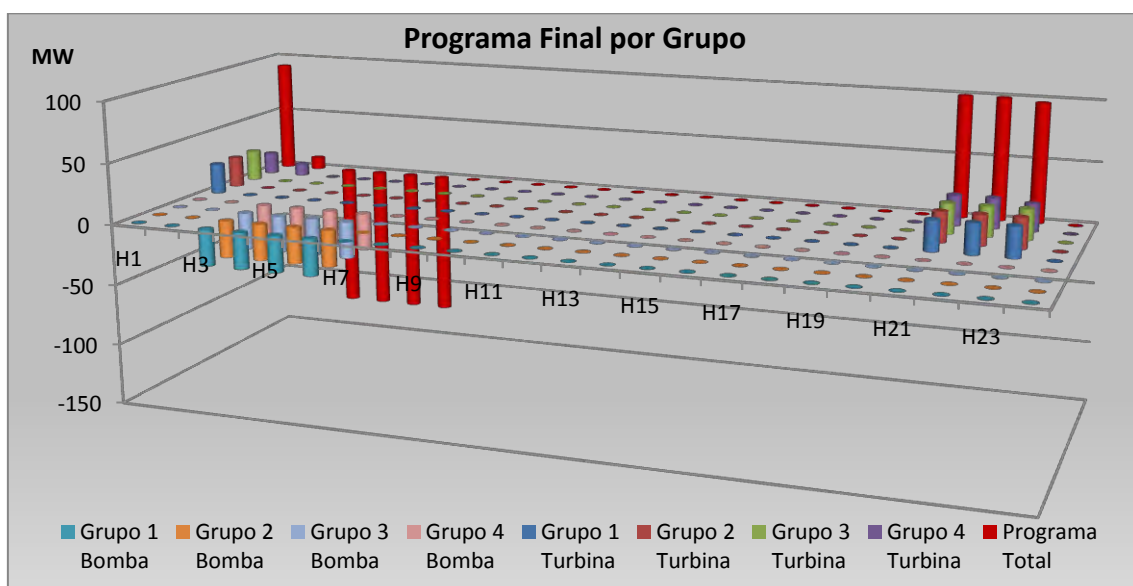


Figura 80: Reparto de la energía por grupos.

La solución óptima de problema resulta de asignar la plena carga a las cuatro bombas y a las cuatro turbinas en las horas indicadas anteriormente. Las turbinas se asignan comenzando por el grupo 4 y finalizando por el grupo 1. Cuando las cuatro turbinas son asignadas, se comienza por reducir carga hasta el mínimo técnico en el grupo 4.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	43,448	36,552	H13	50	30
H2	43,28	36,72	H14	50	30
H3	44,96	35,04	H15	50	30
H4	46,64	33,36	H16	50	30
H5	48,32	31,68	H17	50	30
H6	50	30	H18	50	30
H7	50	30	H19	50	30
H8	50	30	H20	50	30
H9	50	30	H21	48,32	31,68
H10	50	30	H22	46,64	33,36
H11	50	30	H23	45	35
H12	50	30	H24	45	35

Tabla 13: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

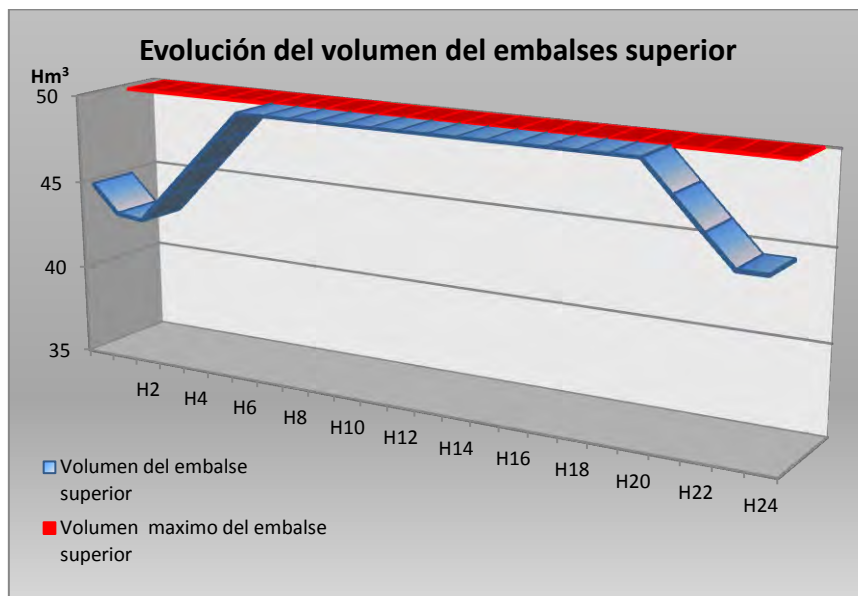


Figura 81: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

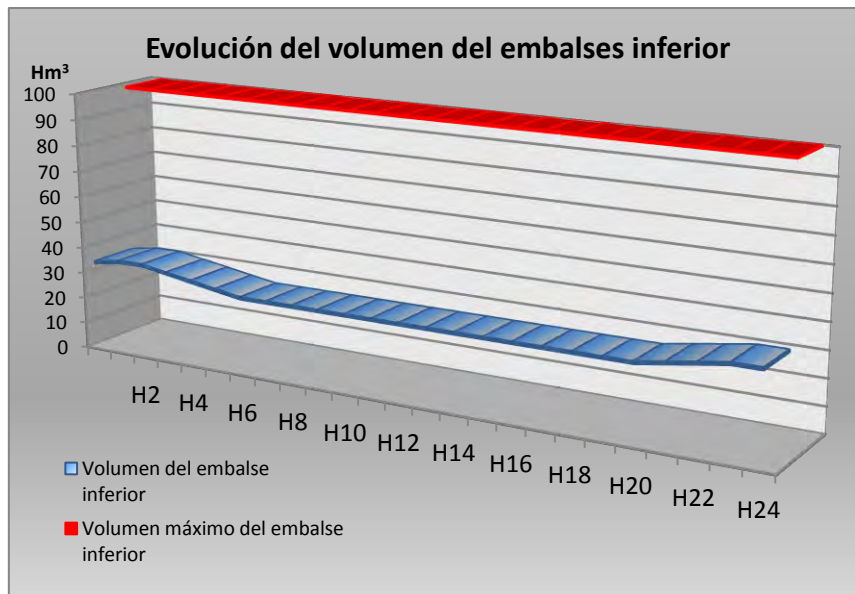


Figura 82: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

En la figura 81 se encuentra el motivo por el que ha sido necesario modificar la solución en este caso, y por qué se ha reducido el beneficio. Como puede observarse, en el periodo H6 el embalse superior alcanzaría el volumen máximo de llenado, por lo que no es posible seguir bombeando agua desde el embalse inferior. Además para llegar al periodo H3 con un resguardo suficiente para bombear es necesario programar generación en los periodos H1 y H2 para abrir hueco.

De este modo, las transacciones físicas han sido reducidas respecto al caso base por la obligatoriedad de no superar el volumen máximo de llenado del embalse superior, y éstas a su vez han modificado las transacciones financieras, que a pesar de verse ligeramente incrementadas, no se realizan en las horas más adecuadas. El resultado es una reducción del beneficio medio para el agente de 562 €, poniendo en relieve la importancia de comenzar y finalizar el horizonte de programación con un reparto adecuado del volumen de agua embalsada en cada embalse.

En el caso de comenzar el horizonte de programación con un reparto del agua embalsada totalmente opuesto, es decir, comenzar con el embalse superior prácticamente vacío y toda el agua almacenada en el embalse inferior, no se apreciarían cambios relevantes en la solución óptima. Durante el valle se bombearía al embalse superior el agua necesaria para turbinar en las horas de mejor precio, siendo elegidas las mismas horas para realizar las transacciones físicas, y sin llegar a llenar en ningún momento ninguno de los dos embalses. Las transacciones financieras tampoco se verían afectadas.

3.3.3. Influencia del volumen mínimo de los embalses sobre la solución óptima.

A continuación se va a analizar cómo influye la restricción sobre el nivel mínimo de llenado de los embalses sobre el programa óptimo de funcionamiento y el beneficio obtenido. Este tipo de restricciones son muy habituales en los sistemas reales, ya que vienen impuestas por los organismos de gestión de la cuenca hidrográfica. Salvo que exista una restricción específica para el embalse, el nivel mínimo de llenado impuesto por estos organismos suele ser del 20% sobre el volumen bruto del embalse.

Para analizar esta contingencia se va a considerar un volumen mínimo en el embalse inferior de 46 Hm³ ($V_{inf,min}=46$ Hm³), y un volumen mínimo en el embalse superior de 20 Hm³ ($V_{sup,min}=20$ Hm³). El volumen de agua embalsada en el instante inicial en el sistema permanece constante, así como el resto de los parámetros.

El resultado obtenido es el siguiente:

```
// solution (optimal) with objective 7442.17514285717
// Quality Incumbent solution:
// MILP objective                               7.4421751429e+003
// MILP solution norm |x| (Total, Max)          1.69274e+004 7.44218e+003
// MILP solution error (Ax=b) (Total, Max)      3.55271e-015 3.55271e-015
// MILP x bound error (Total, Max)              0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP x integrality error (Total, Max)        9.10383e-015 9.10383e-015
// MILP slack bound error (Total, Max)          1.41398e-012 1.36424e-012
//

TD = [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
100 100 100 0 0 100];
BD = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0];
TVI = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 38.095 0];
TCI = [0 88.095 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
100 100 100 0 0 100];
BCI = [0 0 60 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
BVI = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0];
T = [100 11.905 0 0 0 0 0 0 0 0 1.3642e-12 0 0 0 0 0 0 0 100 100 38.095
0];
B = [0 0 60 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
T1 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0];
T2 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0];
T3 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0];
T4 = [25 11.905 0 0 0 0 0 0 0 1.3642e-12 0 0 0 0 0 0 0 25 25 13.095 0];
B1 = [0 0 0 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B2 = [0 0 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B3 = [0 0 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B4 = [0 0 0 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y1 = [0 0 0 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y2 = [0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y3 = [0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y4 = [0 0 0 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z1 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0];
z2 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0];
z3 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0];
z4 = [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0];
vi = [51.68 51.88 51.04 49.36 47.68 46 46 46 46 46 46 46 46 46 46 46 46 46 46
46 47.68 49.36 50 50];
vs = [28.32 28.12 28.96 30.64 32.32 34 34 34 34 34 34 34 34 34 34 34 34 34 34
34 32.32 30.64 30 30];
C = [100 11.905 -60 -120 -120 -120 0 0 0 0 1.3642e-12 0 0 0 0 0 0 0 100
100 38.095 0];
```

De nuevo la solución obtenida por CPLEX es óptima para las condiciones que se han impuesto. El valor de la función objetivo para esta solución es de 7442.2. Es decir, el beneficio medio obtenido en este caso es de 7442.2 €, 917 € menos comparado con el caso base analizado anteriormente. Más adelante se analizará el motivo de esta reducción del beneficio.

También en esta solución de CPLEX aparecen errores debido al acotamiento de alguna variable entera. De nuevo vuelve a tratarse de la variable z4(11), que se extiende a la variable T4 y por tanto a las variables T y C. Este error es del orden de 1e-12, por lo que puede considerarse despreciable en la resolución del problema.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

De nuevo va a reorganizarse toda esta información que ofrece CPLEX para poder extraer algunas conclusiones sobre ella:

En la siguiente tabla se muestran las ventas y compras de energía en el Mercado Diario y en el Mercado Intradiario 1:

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	100	0	0	0	0	0	100	0
H2	100	0	0	-88,095	0	0	11,905	0
H3	100	0	0	-100	-60	0	0	-60
H4	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H5	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H6	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H7	100	0	0	-100	0	0	0	0
H8	100	0	0	-100	0	0	0	0
H9	100	0	0	-100	0	0	0	0
H10	100	0	0	-100	0	0	0	0
H11	100	0	0	-100	0	0	0	0
H12	100	0	0	-100	0	0	0	0
H13	100	0	0	-100	0	0	0	0
H14	100	0	0	-100	0	0	0	0
H15	100	0	0	-100	0	0	0	0
H16	100	0	0	-100	0	0	0	0
H17	100	0	0	-100	0	0	0	0
H18	100	0	0	-100	0	0	0	0
H19	100	0	0	-100	0	0	0	0
H20	100	0	0	-100	0	0	0	0
H21	100	0	0	0	0	0	100	0
H22	0	-120	100	0	0	120	100	0
H23	0	-120	38,095	0	0	120	38,095	0
H24	100	0	0	-100	0	0	0	0

Tabla 14: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

Como puede apreciarse, en este caso también pueden distinguirse transacciones financieras y transacciones físicas. En el Mercado Diario resultan vendidas las cuatro turbinas a plena carga todo el día excepto en H22 y H23, para posteriormente comprarlas en el Mercado Intradiario 1 (excepto en H1, en H21 y parcialmente en H2). También se puede considerar transacción financiera la compra de las cuatro bombas en H22 y H23 en el MD, con el fin de venderlas en el MI1.

Para las transacciones físicas, el sistema ha elegido los periodos H4-H6 para comprar las cuatro bombas en el MI1 y dos bombas mas en H3, los periodos H1-H2 y H21 para vender las turbinas en el MD, y los periodos H22-H23 para vender las turbinas en el MI1. Se trata de una solución muy similar a la obtenida en el segundo caso.

Como se verá más adelante al analizar la evolución del volumen de los embalses, la necesidad de turbinar agua en los periodos H1 y H2 es la que limita las transacciones financieras en estos

periodos. También puede apreciarse que se han reducido las transacciones físicas respecto al caso base, produciéndose solo el equivalente a 3.5 horas de funcionamiento a plena carga para generación y para bombeo frente a las 5 horas en el caso base.

En la siguiente figura se muestra gráficamente un resumen de las transacciones físicas y financieras:

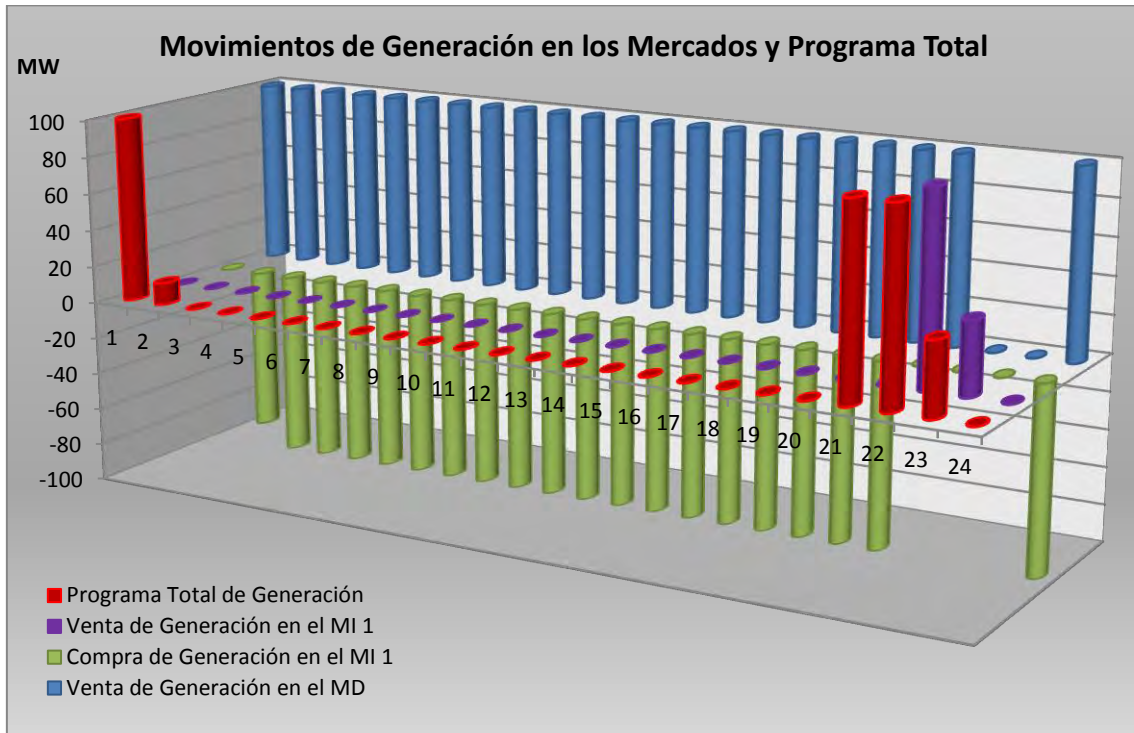


Figura 83: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

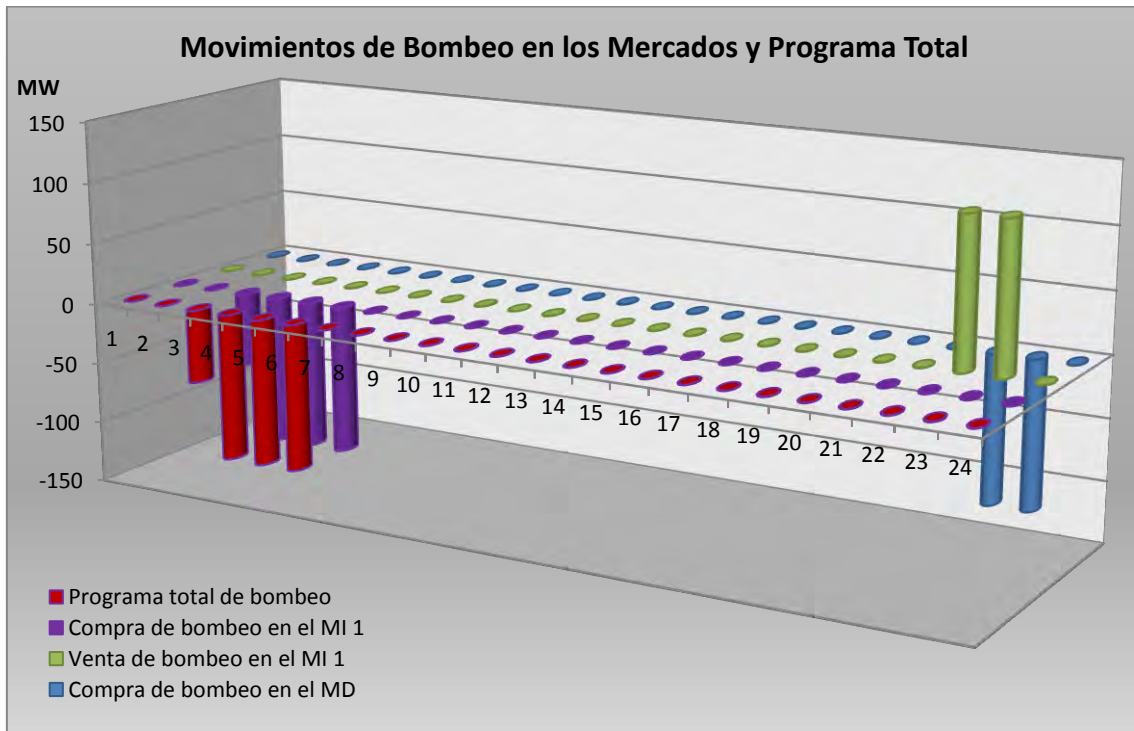


Figura 84: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

En cuanto al reparto de la energía por grupos, en la siguiente tabla se muestra la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H2	0	0	0	11,905	0	0	0	0	11,905
H3	0	0	0	0	0	-30	-30	0	-60
H4	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H21	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H22	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H23	0	25	0	13,095	0	0	0	0	38,095
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 15: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

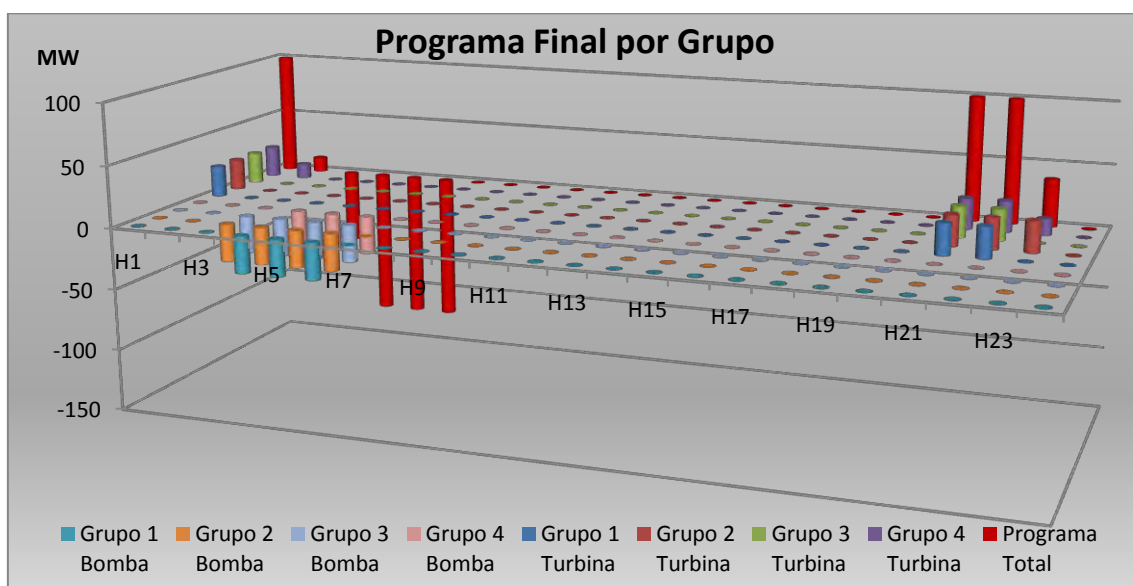


Figura 85: Reparto de la energía por grupos.

La solución óptima de problema resulta de asignar la plena carga a las cuatro bombas y a las cuatro turbinas en las horas indicadas anteriormente. Las turbinas se asignan comenzando por el grupo 4 y a continuación el grupo 2. Sin embargo en el reparto del bombeo comienza asignándose los grupos 2 y 3. Cuando las cuatro turbinas son asignadas, se comienza por reducir carga hasta el mínimo técnico en el grupo 4.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	28,32	51,68	H13	34	46
H2	28,12	51,88	H14	34	46
H3	28,96	51,04	H15	34	46
H4	30,64	49,36	H16	34	46
H5	32,32	47,68	H17	34	46
H6	34	46	H18	34	46
H7	34	46	H19	34	46
H8	34	46	H20	34	46
H9	34	46	H21	32,32	47,68
H10	34	46	H22	30,64	49,36
H11	34	46	H23	30	50
H12	34	46	H24	30	50

Tabla 16: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

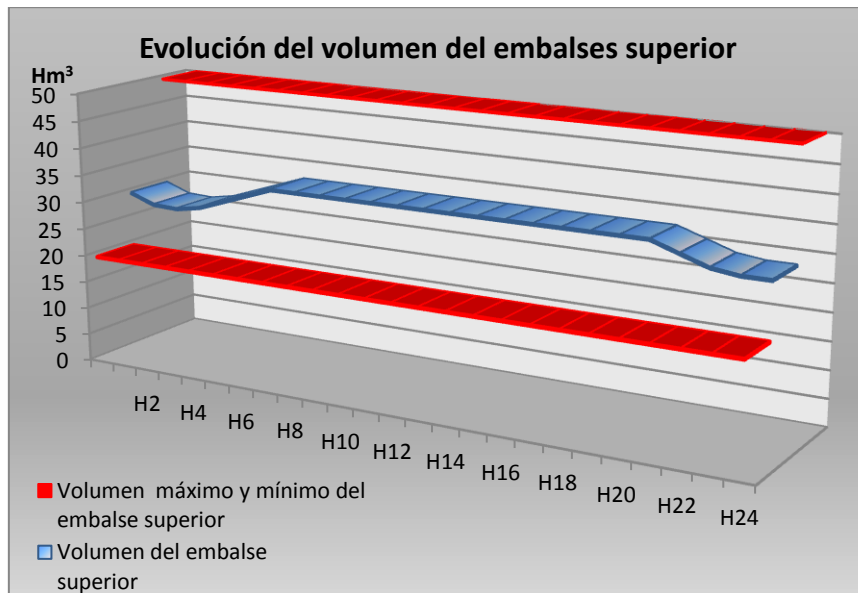


Figura 86: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo y mínimo.

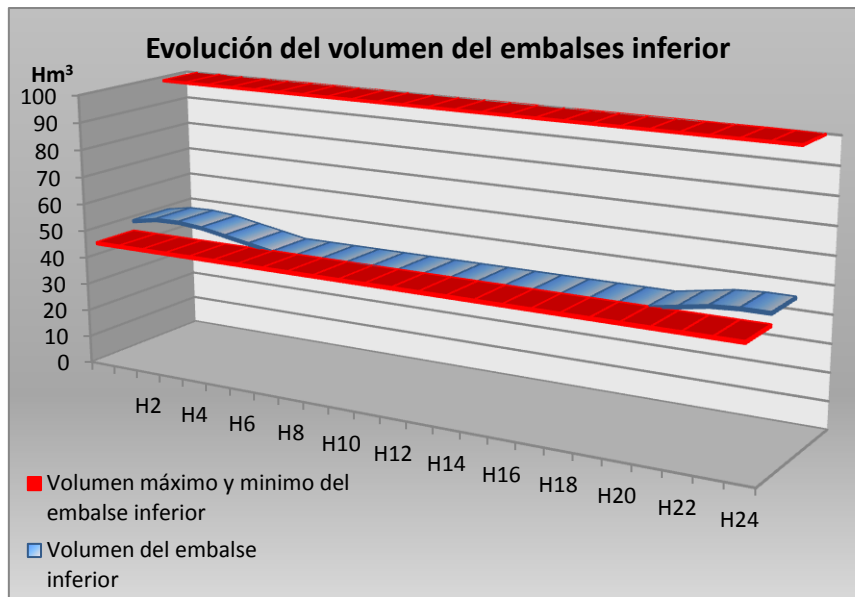


Figura 87: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo y mínimo.

En la figura 87 se encuentra el motivo por el que ha sido necesario modificar la solución en este caso, y por qué se ha reducido el beneficio. Como puede observarse, en el periodo H6 el embalse inferior alcanzaría el volumen mínimo de llenado, por lo que no es posible seguir bombeando agua hacia el embalse superior. Además para llegar al periodo H3 con suficiente agua para bombear es necesario programar generación en los periodos H1 y H2 para subir el nivel.

De este modo, las transacciones físicas han sido reducidas respecto al caso base por la obligatoriedad de no violar el volumen mínimo de llenado del embalse inferior, y éstas a su vez han modificado las transacciones financieras, que a pesar de verse ligeramente incrementadas, no se realizan en las horas más adecuadas. El resultado es una reducción del beneficio medio para el agente de 917 €, que manifiesta la importancia que las restricciones de nivel mínimo de llenado tiene sobre la explotación de los sistemas hidráulicos.

Sin embargo, la restricción de volumen mínimo en el embalse superior no parece afectar a la programación óptima del sistema. Durante el valle se bombearía al embalse superior el agua necesaria para turbinar en las horas de mejor precio, por lo que el volumen de este embalse se encuentra casi en todo momento por encima del volumen con el que inicia el horizonte de programación. Tan solo se reduce su volumen en los periodos H1 y H2, por lo que es necesario que el volumen inicial esté suficientemente por encima del volumen mínimo para no añadir nuevas limitaciones a la programación. De nuevo se pone de manifiesto la importancia de comenzar y finalizar el horizonte de programación con un reparto adecuado del volumen de agua embalsada en cada embalse.

3.3.4. Influencia del volumen máximo de los embalses sobre la solución óptima.

En este apartado se va a analizar cómo afecta al programa óptimo de funcionamiento una modificación del volumen máximo de los embalses.

Observado la evolución del volumen de ambos embalses en el caso base, un aumento del volumen máximo de cualquiera de los dos no modificaría la solución óptima, ya que ambos tienen suficiente resguardo a lo largo de todo el horizonte de programación para soportar las

variaciones de volumen producidas por las transacciones físicas. A lo largo del día, el embalse inferior se mantiene por debajo del volumen inicial, por lo que una reducción del volumen máximo tampoco afectaría a la solución única. Sin embargo, el embalse superior incrementa su volumen unos 8.4 Hm³, por lo que si su volumen máximo se viera reducido a 35 Hm³ la solución óptima debería modificarse.

Para analizar esta contingencia se va a considerar un volumen máximo en el embalse inferior de 100 Hm^3 ($V_{\text{inf},\text{max}}=100 \text{ Hm}^3$), y un volumen máximo en el embalse superior de 35 Hm^3 ($V_{\text{sup},\text{max}}=35 \text{ Hm}^3$). El volumen de agua embalsada en el instante inicial en el sistema permanece constante, así como el resto de los parámetros.

El resultado obtenido es el siguiente:

```
// solution (optimal) with objective 7796.77257142852
// Quality Incumbent solution:
// MILP objective                                7.7967725714e+003
// MILP solution norm |x| (Total, Max)          1.77450e+004 7.79677e+003
// MILP solution error (Ax=b) (Total, Max)      0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP x bound error (Total, Max)              4.54747e-013 4.54747e-013
// MILP x integrality error (Total, Max)        0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP slack bound error (Total, Max)         4.68958e-013 4.54747e-013
//
TD = [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100];
BD = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0];
TVI = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 97.619 0];
TCI = [7.619 90 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100];
BCI = [0 0 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
BVI = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0];
T = [92.381 10 0 0 0 0 0 0 0 -4.5475e-13 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 97.619 0];
B = [0 0 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
T1 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 0];
T2 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 0];
T3 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 0];
T4 = [17.381 10 0 0 0 0 0 0 0 -4.5475e-13 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 22.619 0];
B1 = [0 0 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B2 = [0 0 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B3 = [0 0 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B4 = [0 0 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y1 = [0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y2 = [0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y3 = [0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y4 = [0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z1 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0];
z2 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0];
z3 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0];
z4 = [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0];
vi = [51.552 51.72 50.04 48.36 46.68 45 45 45 45 45 45 45 45 45 45 45 45 45 45 45 45];
vs = [28.448 28.28 29.96 31.64 33.32 35 35 35 35 35 35 35 35 35 35 35 35 35 35 35 35];
C = [92.381 10 -120 -120 -120 -120 0 0 0 -4.5475e-13 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 97.619 0];
```

De nuevo la solución calculada es óptima, con un valor de la función objetivo de 7796.77, es decir el beneficio medio obtenido es de 7796.77 €, 562.41 € inferior respecto al caso base.

También en esta solución de CPLEX aparecen errores debido al acotamiento de alguna variable entera. De nuevo vuelve a tratarse de la variable $z4(11)$, que se extiende a la variable T4 y por

tanto a las variables T y C. Este error es del orden de $1e-13$, por lo que puede considerarse despreciable en la resolución del problema.

A continuación se va a analizar la información proporcionada por CPLEX para comprobar cómo ha afectado la reducción del volumen máximo del embalse superior al beneficio medio y al conjunto de la solución.

En la siguiente tabla se muestran las ventas y compras de energía en el Mercado Diario y en el Mercado Intradiario 1:

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	100	0	0	-7,619	0	0	92,381	0
H2	100	0	0	-90	0	0	10	0
H3	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H4	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H5	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H6	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H7	100	0	0	-100	0	0	0	0
H8	100	0	0	-100	0	0	0	0
H9	100	0	0	-100	0	0	0	0
H10	100	0	0	-100	0	0	0	0
H11	100	0	0	-100	0	0	0	0
H12	100	0	0	-100	0	0	0	0
H13	100	0	0	-100	0	0	0	0
H14	100	0	0	-100	0	0	0	0
H15	100	0	0	-100	0	0	0	0
H16	100	0	0	-100	0	0	0	0
H17	100	0	0	-100	0	0	0	0
H18	100	0	0	-100	0	0	0	0
H19	100	0	0	-100	0	0	0	0
H20	100	0	0	-100	0	0	0	0
H21	100	0	0	0	0	0	100	0
H22	0	-120	100	0	0	120	100	0
H23	0	-120	97,619	0	0	120	97,619	0
H24	100	0	0	-100	0	0	0	0

Tabla 17: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

La solución mostrada en esta tabla es idéntica a la mostrada en la Tabla 11 con la solución para el caso del incremento del volumen inicial en el embalse superior, tanto las transacciones financieras como las físicas y el programa final. En el Mercado Diario resultan vendidas las cuatro turbinas a plena carga todo el día excepto en H22 y H23, para posteriormente comprarlas en el Mercado Intradiario 1 (excepto en H21 y parcialmente en H1 y H2). También se puede considerar transacción financiera la compra de las cuatro bombas en H22 y H23 en el MD, con el fin de venderlas en el MI1.

Para las transacciones físicas, el sistema ha elegido los periodos H3-H6 para comprar las cuatro bombas en el MI1, los periodos H1-H2 y H21 para vender las turbinas en el MD, y los periodos H22-H23 para vender las turbinas en el MI1.

De nuevo la necesidad de turbinar agua en los periodos H1 y H2 es la que limita las transacciones financieras en estos periodos. También puede apreciarse que se han reducido las transacciones físicas respecto al caso base, produciéndose solo el equivalente a 4 horas de funcionamiento a plena carga para generación y para bombeo frente a las 5 horas en el caso base.

En la siguiente figura se muestra gráficamente un resumen de las transacciones físicas y financieras:

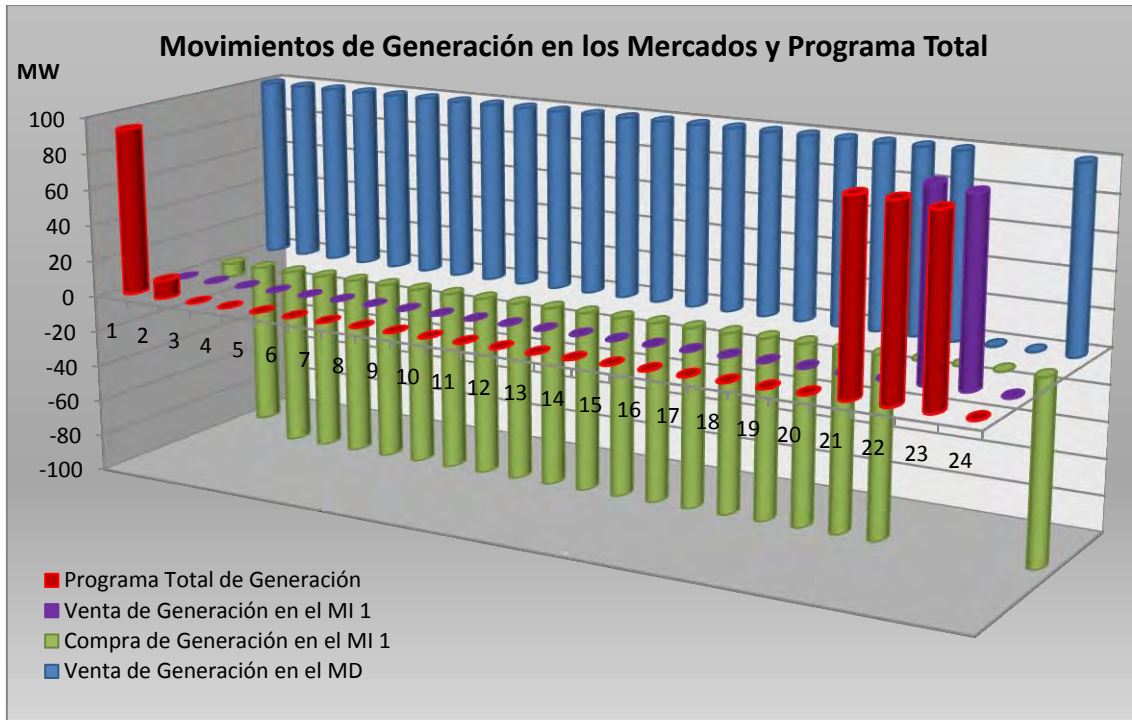


Figura 88: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

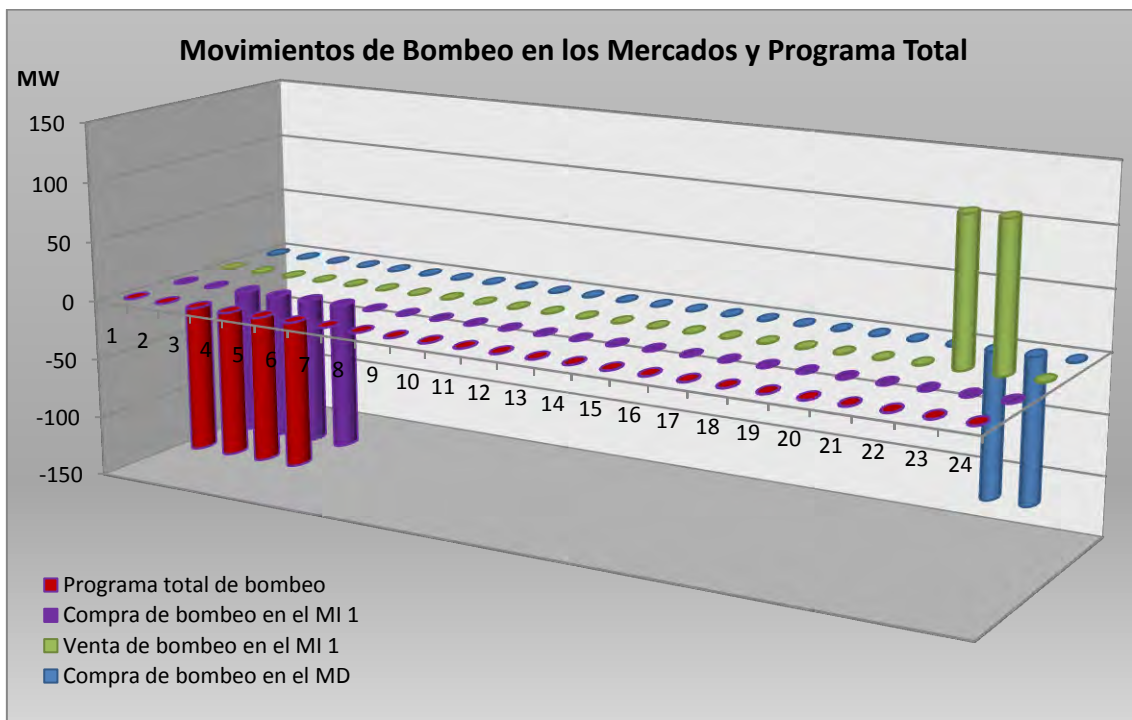


Figura 89: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

En cuanto al reparto de la energía por grupos, en la siguiente tabla se muestra la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	25	25	25	17,381	0	0	0	0	92,381
H2	0	0	0	10	0	0	0	0	10
H3	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H4	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H21	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H22	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H23	25	25	25	22,619	0	0	0	0	97,619
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 18: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

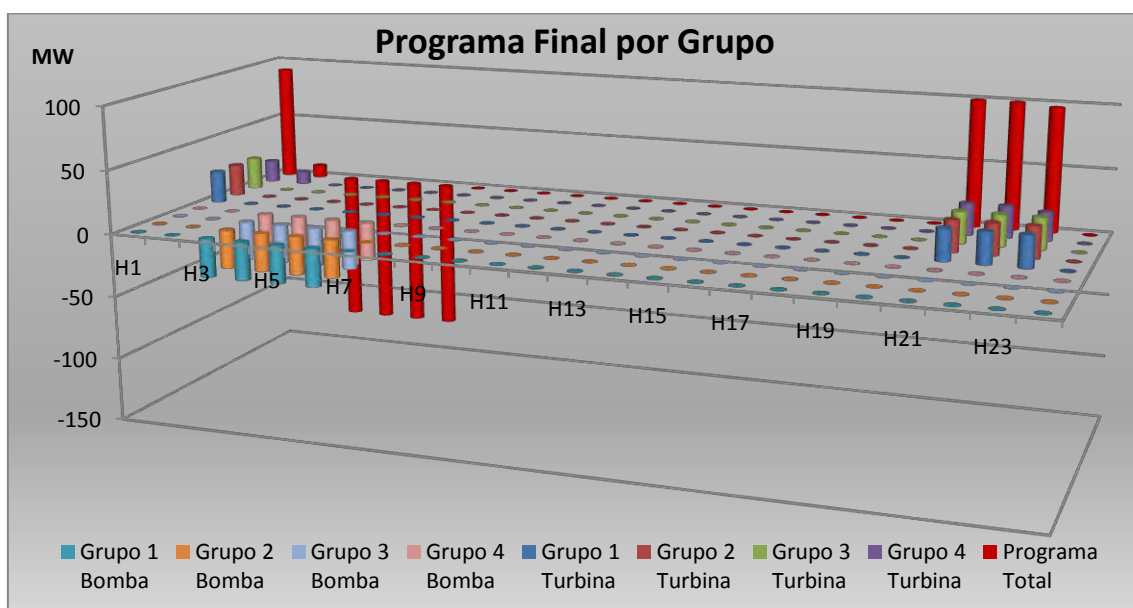


Figura 90: Reparto de la energía por grupos.

La solución óptima de problema resulta de asignar la plena carga a las cuatro bombas y a las cuatro turbinas en las horas indicadas anteriormente. Las turbinas se asignan comenzando por el grupo 4 y finalizando por el grupo 1. Cuando las cuatro turbinas son asignadas, se comienza por reducir carga hasta el mínimo técnico en el grupo 4.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	28,448	51,552	H13	35	45
H2	28,28	51,72	H14	35	45
H3	29,96	50,04	H15	35	45
H4	31,64	48,36	H16	35	45
H5	33,32	46,68	H17	35	45
H6	35	45	H18	35	45
H7	35	45	H19	35	45
H8	35	45	H20	35	45
H9	35	45	H21	33,32	46,68
H10	35	45	H22	31,64	48,36
H11	35	45	H23	30	50
H12	35	45	H24	30	50

Tabla 19: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

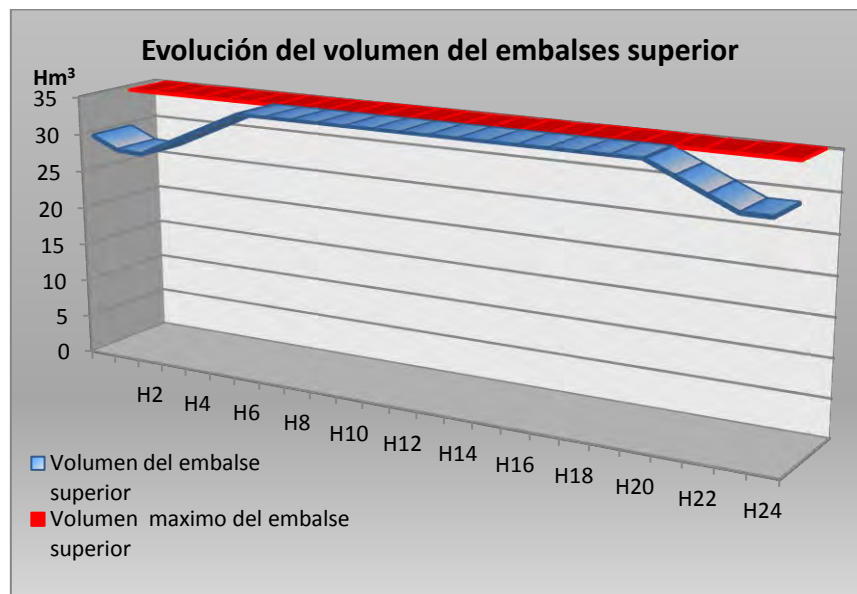


Figura 91: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

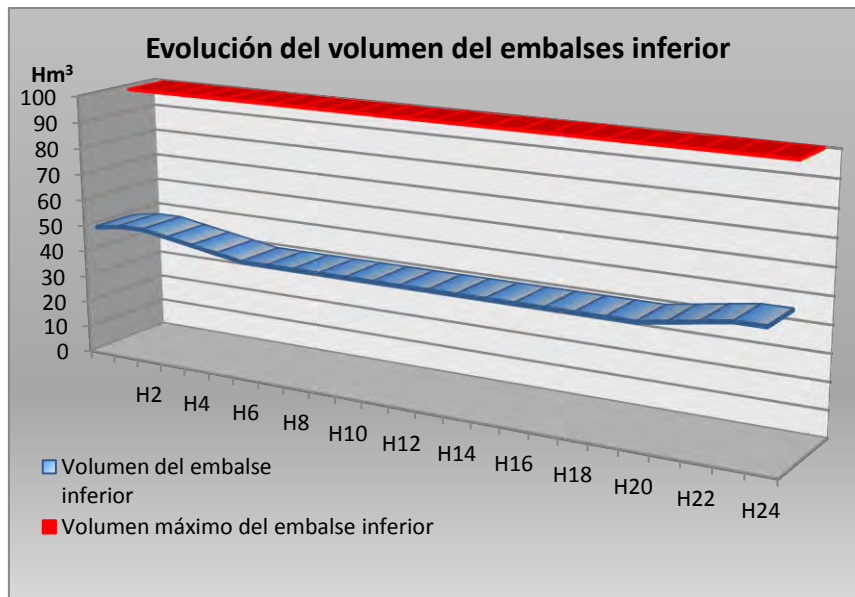


Figura 92: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

Al realizar el mismo programa que en el análisis del caso 2, obviamente la evolución del nivel de los embalses es idéntica, con la salvedad de que el volumen del embalse superior se encuentra 15 Hm³ más abajo. De nuevo el embalse superior alcanzaría el volumen máximo de llenado en el periodo H6, por lo que no es posible seguir bombeando agua desde el embalse inferior. Además para llegar al periodo H3 con un resguardo suficiente para bombear es necesario programar generación en los periodos H1 y H2 para abrir hueco.

De este modo, las transacciones físicas han sido reducidas respecto al caso base por la obligatoriedad de no superar el volumen máximo de llenado del embalse superior, y éstas a su vez han modificado las transacciones financieras, que a pesar de verse ligeramente incrementadas, no se realizan en las horas más adecuadas. El resultado es una reducción del beneficio medio para el agente de 562, por el mismo motivo que el expuesto en los anteriores apartados: comenzar el horizonte de programación con un reparto del agua embalsado no adecuado.

3.3.5. Influencia del gasto de agua de los grupos sobre la solución óptima.

Para analizar la influencia del gasto de agua de las bombas y las turbinas sobre el programa óptimo de funcionamiento, se van a simular unos grupos con peor rendimiento, pasando a ser el gasto del grupo como turbina de $g_G=14 \text{ (m}^3\text{/s)/MW} = 0.0504 \text{ Hm}^3\text{/MWh}$, y el gasto del grupo como bomba de $g_B=11.67 \text{ (m}^3\text{/s)/MW} = 0.0420 \text{ Hm}^3\text{/MWh}$. Esto significa que a igualdad de megavatios generados o consumidos, el agua trasvasada será el triple.

Estos nuevos gastos han sido escogidos tras comprobar que una mejora en el rendimiento de los grupos no afectaría al programa óptimo de funcionamiento. Una disminución del gasto de los grupos solo provocaría que el agua trasvasada de un embalse a otro fuera menor, y por lo tanto las variaciones de volumen en ambos embalses fueran menores. Este hecho no hace más que favorecer que no se incurra en ninguna restricción de volumen máximo o mínimo, y por tanto no es necesario modificar la solución óptima.

El nuevo resultado obtenido es el siguiente:

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

```
// solution (optimal) with objective 8264.89274603168
// Quality Incumbent solution:
// MILP objective                                     8.2648927460e+003
// MILP solution norm |x| (Total, Max)               1.89059e+004 8.26489e+003
// MILP solution error (Ax=b) (Total, Max)           1.42109e-014 7.10543e-015
// MILP x bound error (Total, Max)                   0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP x integrality error (Total, Max)              0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP slack bound error (Total, Max)                3.90799e-014 1.42109e-014
//
TD = [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100];
BD = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0];
TVI = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0];
TCI = [6.8254 90 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100];
BCI = [0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
BVI = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0];
T = [93.175 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 96.825 100 100 100 0];
B = [0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
T1 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0];
T2 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0];
T3 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0];
T4 = [18.175 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 21.825 25 25 25 0];
B1 = [0 0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B2 = [0 0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B3 = [0 0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B4 = [0 0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y1 = [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y2 = [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y3 = [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y4 = [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z1 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z2 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z3 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z4 = [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
vi = [54.696 55.2 50.16 45.12 40.08 35.04 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30];
vs = [25.304 24.8 29.84 34.88 39.92 44.96 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50];
C = [93.175 10 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 96.825 100 100 100 100 100 100];
```

Nuevamente la solución obtenida es óptima, con un valor para la función objetivo de 8264.9, es decir, el beneficio medio esperado es de 8264.9 €. Esto supone una reducción del beneficio medio esperado por el agente de 94.29 €, mucho menor de lo esperado tras una pérdida de rendimiento tan acusada.

También esta solución de CPLEX presenta errores debido al acotamiento de alguna variable entera. Sin embargo en esta ocasión no es posible localizar que variable es la que introduce este error, aunque dado que es del orden de $1e-14$, puede considerarse despreciable en la resolución del problema.

A continuación se va a desglosar este resultado para comprender mejor como la pérdida de rendimiento de los grupos ha reducido el beneficio medio esperado.

En la siguiente tabla se muestran las ventas y compras de energía en el Mercado Diario y en el Mercado Intradiario 1:

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	100	0	0	-6,8254	0	0	93,175	0
H2	100	0	0	-90	0	0	10	0
H3	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H4	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H5	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H6	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H7	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H8	100	0	0	-100	0	0	0	0
H9	100	0	0	-100	0	0	0	0
H10	100	0	0	-100	0	0	0	0
H11	100	0	0	-100	0	0	0	0
H12	100	0	0	-100	0	0	0	0
H13	100	0	0	-100	0	0	0	0
H14	100	0	0	-100	0	0	0	0
H15	100	0	0	-100	0	0	0	0
H16	100	0	0	-100	0	0	0	0
H17	100	0	0	-100	0	0	0	0
H18	100	0	0	-100	0	0	0	0
H19	100	0	0	-100	0	0	0	0
H20	100	0	0	-3,1746	0	0	96,825	0
H21	100	0	0	0	0	0	100	0
H22	0	-120	100	0	0	120	100	0
H23	0	-120	100	0	0	120	100	0
H24	100	0	0	-100	0	0	0	0

Tabla 20: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

De forma análoga a los anteriores casos analizados, en la Tabla 20 puede comprobarse que la solución óptima pasa por turbinar en los periodos H1 y H2 para abrir hueco y bombear en el valle. Por ello puede intuirse que uno de los dos embalses llegará a una restricción de volumen mínimo o máximo.

En este caso la solución óptima consiste en vender en el MD las cuatro turbinas a plena carga todo el día, excepto los periodos H22 y H23. Posteriormente estas turbinas son retiradas en el MI1, salvo en el periodo H21, y en los periodos H1, H2 y H20 donde son retiradas parcialmente. También resultan casadas en los periodos H22 y H23 las cuatro bombas para después ser retiradas en el MI1. Estas son las transacciones financieras.

Por último, en el MI1 resultan casadas las cuatro bombas en los periodos H3-H7, y las cuatro turbinas a plena en los periodos H22 y H23. Junto con las turbinas no retiradas del MD (H1, H2 y H20) éstas son las transacciones físicas.

El conjunto de las transacciones realizadas deja un programa final con el equivalente a cinco horas de funcionamiento a plena carga de las cuatro bombas y las cuatro turbinas. Se trata del mismo resultado obtenido en el caso base, aunque con la generación repartida de diferente modo. Este cambio en el perfil de generación motivado por las necesidades hidráulicas es el que produce la reducción del beneficio medio esperado.

En la siguiente figura se muestra gráficamente un resumen de las transacciones físicas y financieras:

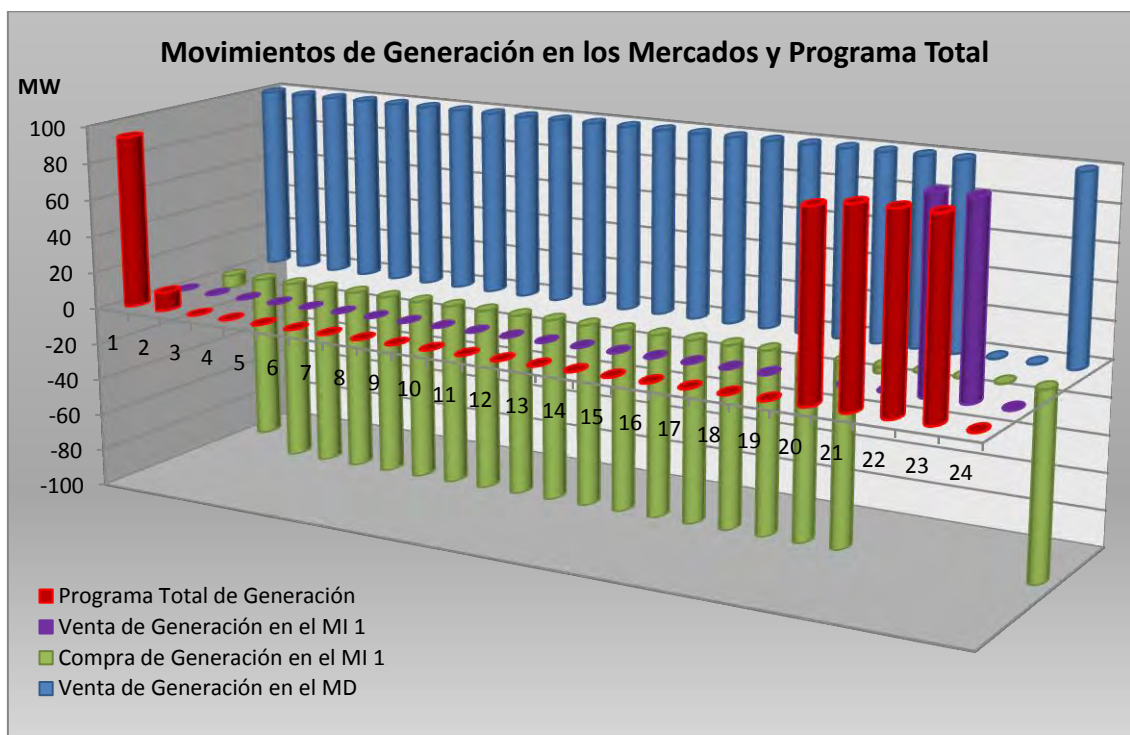


Figura 93: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

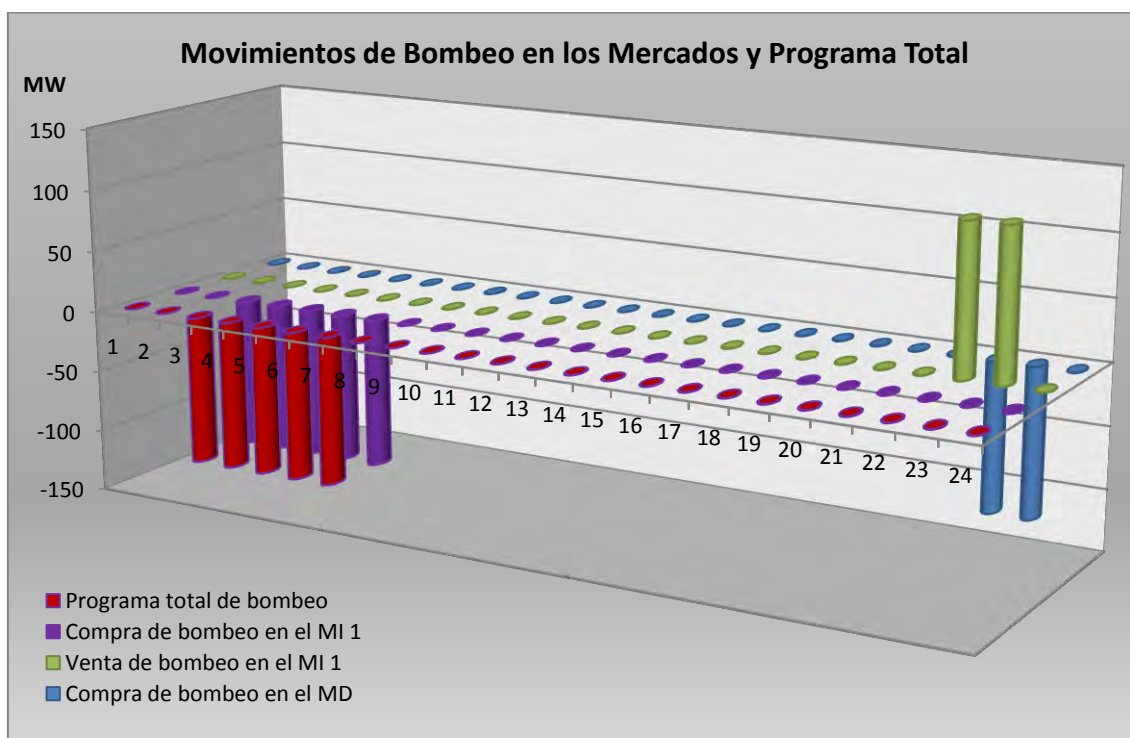


Figura 94: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

En cuanto al reparto de la energía por grupos, en la siguiente tabla se muestra la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	25	25	25	18,175	0	0	0	0	93,175
H2	0	0	0	10	0	0	0	0	10
H3	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H4	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H7	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H20	25	25	25	21,825	0	0	0	0	96,825
H21	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H22	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H23	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 21: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

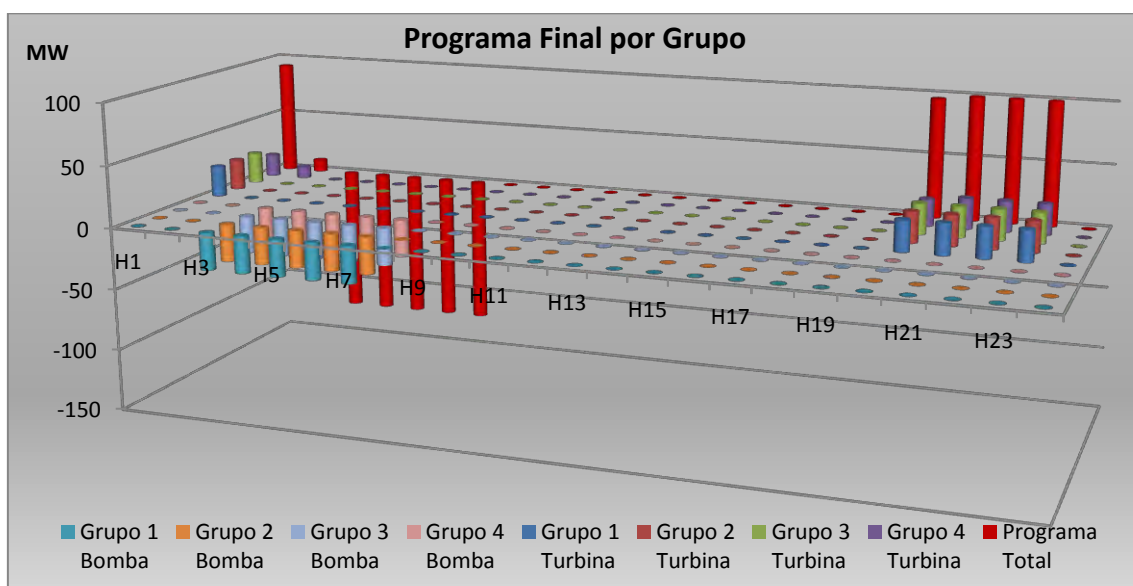


Figura 95: Reparto de la energía por grupos.

La solución óptima de problema resulta de asignar la plena carga a las cuatro bombas y a las cuatro turbinas en las horas indicadas anteriormente. Las turbinas se asignan comenzando por el grupo 4 y finalizando por el grupo 1. Cuando las cuatro turbinas son asignadas, se comienza por reducir carga hasta el mínimo técnico en el grupo 4.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	25,304	54,696	H13	50	30
H2	24,8	55,2	H14	50	30
H3	29,84	50,16	H15	50	30
H4	34,88	45,12	H16	50	30
H5	39,92	40,08	H17	50	30
H6	44,96	35,04	H18	50	30
H7	50	30	H19	50	30
H8	50	30	H20	45,12	34,88
H9	50	30	H21	40,08	39,92
H10	50	30	H22	35,04	44,96
H11	50	30	H23	30	50
H12	50	30	H24	30	50

Tabla 22: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

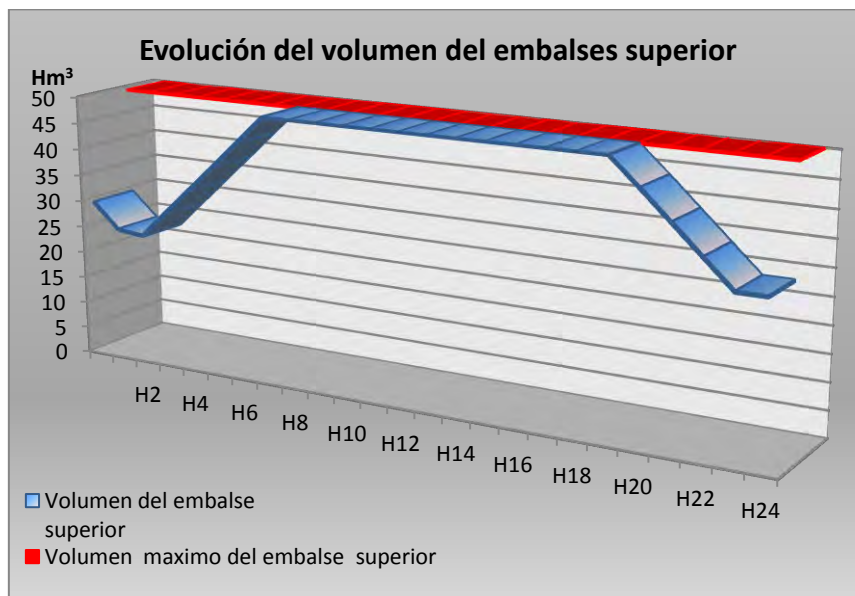


Figura 96: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

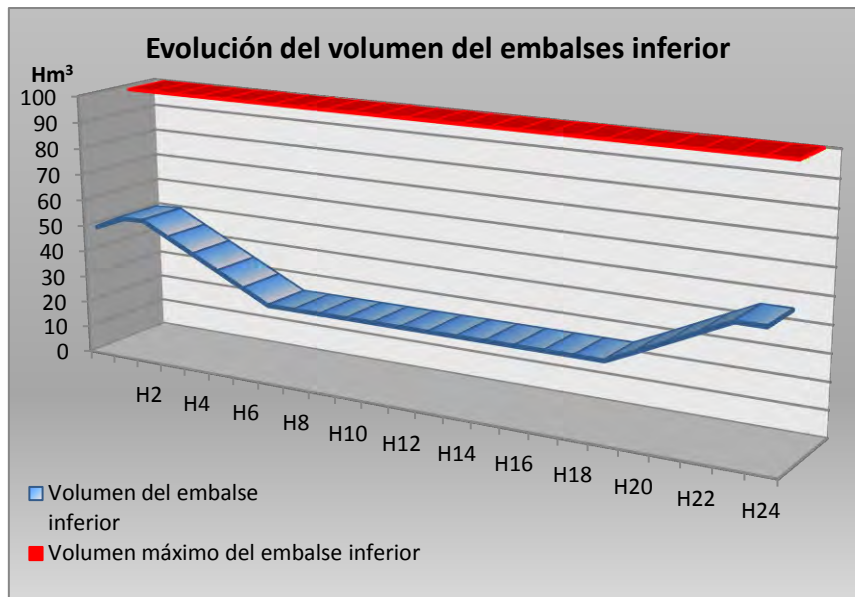


Figura 97: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

Como puede observarse en la Figura 96, es el embalse superior el que alcanza su nivel máximo de llenado, por lo que es necesario modificar el programa óptimo de funcionamiento. A diferencia de los casos anteriores, el nivel máximo se alcanza en el periodo H7, por lo que ha sido posible bombear con los cuatro grupos durante las cinco horas del valle, como en el caso base. Sin embargo, para ello ha sido necesario turbinar en los periodos H1 y H2, siendo el precio en estas horas peor que el obtenido en el periodo H11, donde se turbinaba en la solución óptima del caso base.

Estas ligeras diferencias son las que han producido la reducción del beneficio medio esperado de 94.29 €. En comparación con los resultados de los casos anteriores esta pérdida es mucho menor.

Se trata de un resultado muy interesante, ya que este es el tipo de estudios que realizan los agentes cuando se plantean invertir en mejoras en los grupos para aumentar su rendimiento. Solo si el incremento del beneficio medio esperado debido a la mejora del rendimiento de los grupos, compensa la inversión realizada en un plazo razonable de tiempo, el agente se planteará la inversión como viable. En caso contrario la inversión será rechazada.

3.4. Análisis del modelo de solución múltiple.

El código completo del modelo de solución múltiple implementado en la herramienta IBM ILOG CPLEX Optimization Studio se muestra en el ANEXO 3. El resultado obtenido tras ser ejecutado es una única solución con las energías que deben ser vendidas o compradas en cada hora del día en el mercado Diario, y veinte alternativas diferentes para la oferta del Mercado Intradiario 1, una por cada escenario de precio considerado para el Mercado Diario. El objetivo es que el agente pueda elegir su oferta para el MI1 en función del escenario del MD que más se haya ajustado al precio real de la casación. Dada la correlación existente entre el precio del MD y el precio del MI1, escogiendo el escenario adecuado el agente obtendrá una oferta más ajustada al perfil de precios del día.

El conjunto de ofertas para el MD y el MI1 garantizan que el beneficio es máximo en base a la información sobre el precio contenida en los escenarios introducidos.

A continuación se muestra un extracto del resultado en pantalla obtenido en CPLEX. Dada su extensión, la solución completa puede ser consultada en el ANEXO 4, junto con un pequeño análisis de los resultados no detallados en el presente apartado.

```
// solution (optimal) with objective 12765.472
// Quality Incumbent solution:
// MILP objective                               1.2765472000e+004
// MILP solution norm |x| (Total, Max)          1.87880e+005 1.20000e+002
// MILP solution error (Ax=b) (Total, Max)      0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP x bound error (Total, Max)              0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP x integrality error (Total, Max)        0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP slack bound error (Total, Max)          1.69109e-012 5.68434e-014
//

TD = [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
      100 100 100 0 0 100];

BD = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0];

TVI = [[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 0 0]
       ...];

TCI = [[100 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100 0 100
       0 0 100]
       [0 0 100 100 100 100 100 100 100 100 0 0 100 0 100 100 100 100
       100 0 0 0 0]
       [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
       100 100 100 0 0 0]
       [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 100 100 100 100
       100 100 100 0 0 100]
       ...];

BCI = [[0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 120 0 0 0 0 0 0 120]
       [0 0 120 120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 120 120 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 120 120 120 0 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       ...];

BVI = [[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
       ...];
```

```

T = [[0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 0 100 0 0 0 0]
      [100 100 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0 100 0 0 0 0 100 100 100 100]
      [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100]
      [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 0 0 0 0 0 0 0 100 0]
      ...];

B = [[0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 120 0 0 0 0 0 0 120]
      [0 0 120 120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 120 120 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 0 120 120 120 0 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      ...];

T1 = [[0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0]
       [25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0 25 0 0 0 0 25 25 25 25]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 25 0 0]
       ...];

T2 = [[0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0]
       [25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0 25 0 0 0 0 25 25 25 25]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 25 0 0]
       ...];

T3 = [[0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0]
       [25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0 25 0 0 0 0 25 25 25 25]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 25 0 0]
       ...];

T4 = [[0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0]
       [25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0 25 0 0 0 0 25 25 25 25]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 25 0 0]
       ...];

B1 = [[0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 30 0 0 0 0 0 0 30]
      [0 0 30 30 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 30 30 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 0 30 30 30 0 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      ...];

B2 = [[0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 30 0 0 0 0 0 0 30]
      [0 0 30 30 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 30 30 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 0 30 30 30 0 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      ...];

B3 = [[0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 30 0 0 0 0 0 0 30]
      [0 0 30 30 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 30 30 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 0 30 30 30 0 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      ...];

B4 = [[0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 30 0 0 0 0 0 0 30]
      [0 0 30 30 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 30 30 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      ...];

y1 = [[0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 1]
       [0 0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 1 1 1 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       ...];

```

```

y2 = [[0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 1]
      [0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 0 1 1 1 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      ...];

y3 = [[0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 1]
      [0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 0 1 1 1 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      ...];

y4 = [[0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 1]
      [0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      [0 0 0 1 1 1 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
      ...];

z1 = [[0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0]
      [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 1 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
      [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
      [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0]
      ...];

z2 = [[0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0]
      [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 1 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
      [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
      [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0]
      ...];

z3 = [[0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0]
      [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 1 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
      [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
      [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0]
      ...];

z4 = [[0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0]
      [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 1 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
      [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
      [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0]
      ...];

vi = [[50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50 51.68
      51.68 51.68 50 50 50 50 51.68 51.68 51.68 51.68 50]
      [51.68 53.36 51.68 50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 39.92 41.6 43.28
      43.28 44.96 44.96 43.28 41.6 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50]
      [50 50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 41.6 41.6 41.6 41.6 41.6 41.6
      41.6 41.6 41.6 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50]
      [50 50 50 48.32 46.64 44.96 44.96 43.28 41.6 41.6 43.28 44.96
      46.64 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 50 50 50]
      ...];

vs = [[30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30 28.32
      28.32 28.32 30 30 30 30 28.32 28.32 28.32 28.32 30]
      [28.32 26.64 28.32 30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 40.08 38.4 36.72
      36.72 35.04 35.04 36.72 38.4 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30]
      [30 30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 38.4 38.4 38.4 38.4 38.4 38.4
      38.4 38.4 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30]
      [30 30 30 31.68 33.36 35.04 35.04 36.72 38.4 38.4 36.72 35.04
      33.36 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 30 30 30]
      ...];

C = [[0 -120 -120 -120 -120 -120 0 100 100 100 100 100 0 0 -120 0 0 0 100
      0 0 0 -120]
      [100 100 -120 -120 -120 -120 -120 -120 -120 -120 100 100 0 100 0 -120
      -120 0 0 100 100 100 100]
      [0 0 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100
      100]

```

```
[0 0 0 -120 -120 -120 0 -120 -120 0 100 100 100 100 0 0 0 0 0 0 100 0  
0]  
...];
```

El primer dato significativo que ofrece esta solución es el valor de la función objetivo para la solución óptima: 12765.472. Dado que la función objetivo del problema se corresponde con el beneficio medio esperado por el agente por la compra-venta de energía en los mercados con la información de precio contenida en los escenarios considerados, previamente a la casación del Mercado Diario el beneficio medio esperado por el agente es de 12765.472 €. El error cometido en la solución es del orden de $1e-12$, por lo que puede asumirse como válido.

El beneficio medio esperado operando con este segundo modelo es superior al obtenido en el modelo de solución única en las mismas condiciones. Este era de 8359.18 €, un 34.5% inferior comparado con este nuevo resultado, lo que supondría una clara ventaja del modelo de solución múltiple. A cambio de ofrecer al agente más alternativas al confeccionar su oferta, e introducir de forma indirecta la información del precio de casación real del Mercado Diario, sus ingresos esperados se ven incrementados en gran medida, en principio.

En las siguientes figuras se muestra el beneficio obtenido por escenario, suponiendo que el precio de casación coincidiera con el previsto en cada escenario, y una comparación con el beneficio del modelo anterior:

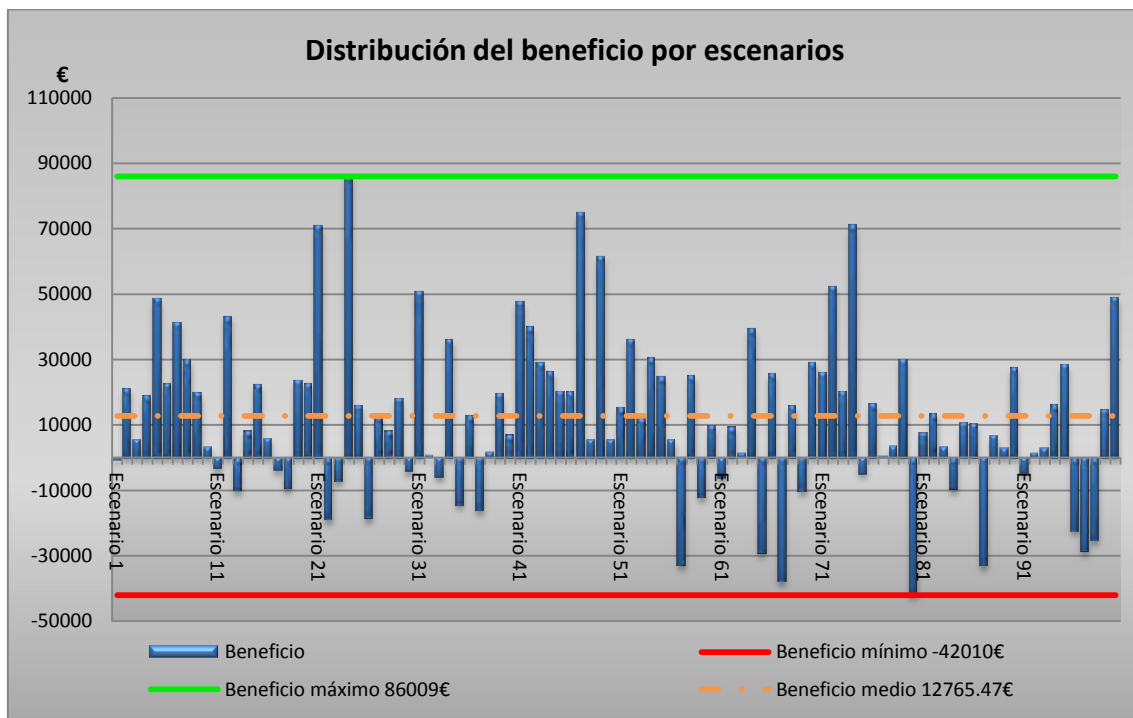


Figura 98: Distribución del beneficio por escenarios.

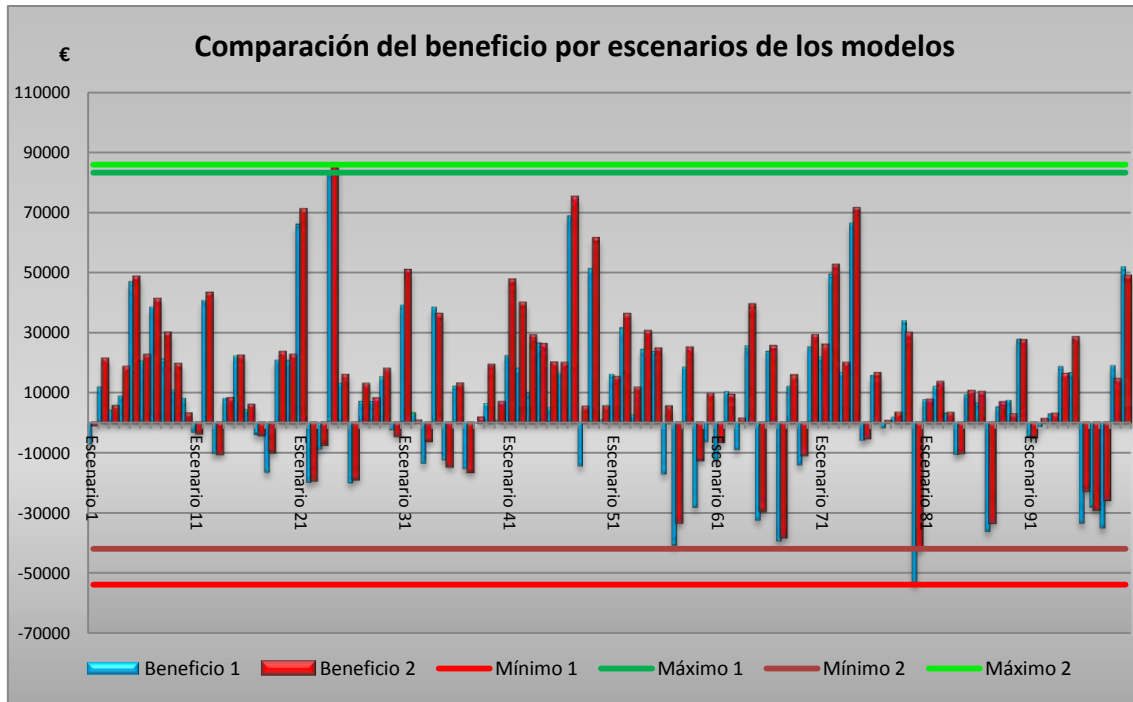


Figura 99: Comparación del beneficio por escenarios de los modelos 1 y 2.

Como puede observarse, en la mayor parte de los escenarios se obtiene un beneficio mayor con el modelo de solución múltiple. El escenario en el que se obtendría el mayor beneficio sigue siendo el 24, siendo mayor en este caso. Del mismo modo, el escenario en el que se obtendrían mayores pérdidas sería el 81, siendo éstas menores en este caso. Parece claro que la inclusión de nueva información tiene un efecto positivo sobre los resultados. Tan solo pueden encontrarse 18 escenarios en los que el beneficio sería menor en el modelo de solución múltiple. En la siguiente figura puede apreciarse mejor:

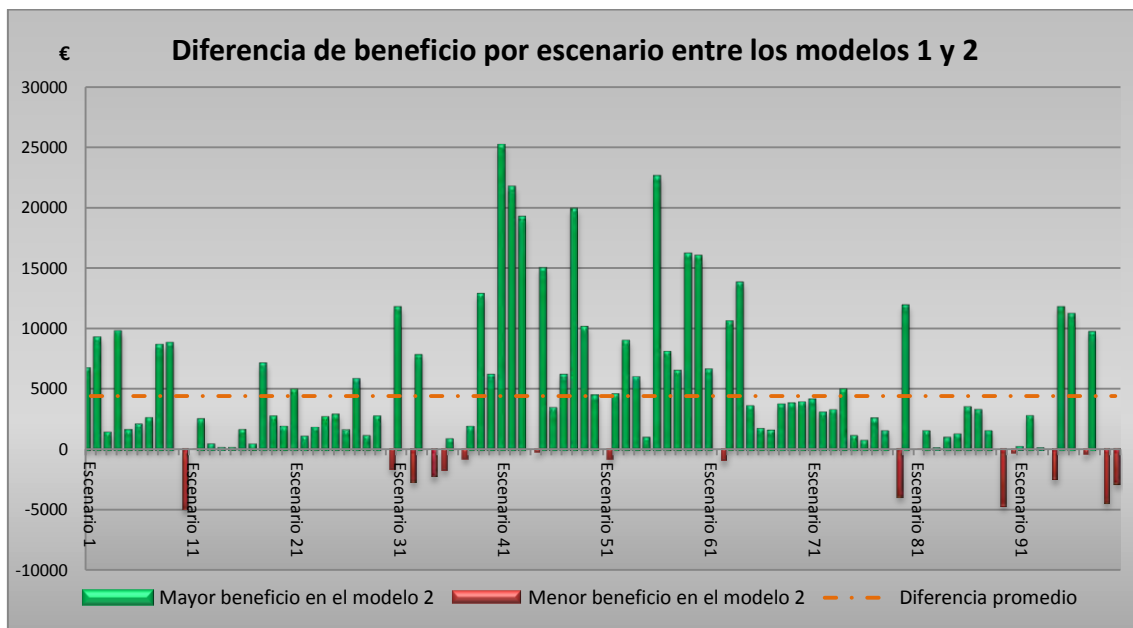


Figura 100: Diferencia de beneficio entre los modelos 1 y 2.

La diferencia de beneficio entre ambos modelos puede llegar a los 25,000 € favorable al modelo de solución múltiple, pero también puede obtenerse un beneficio hasta 5,000 € menor. Como se

mencionó anteriormente, las expectativas de beneficio del agente antes de realizar la oferta del Mercado Diario son de 12765.472 €, notablemente superiores a las esperadas al emplear el primer modelo. Sin embargo, tras comprobar los resultados del MD sus expectativas deben reajustarse, ya que en función del perfil de precios que haya resultado deberá hacer una oferta diferente, que le reportará también diferentes beneficios. Por tanto, podría calcularse un beneficio medio esperado diferente para cada escenario considerado para el MD, con su correspondiente oferta para el MI1. En la siguiente tabla se muestra este resultado comparado con el beneficio medio esperado en el modelo de solución única:

Escenario MD	Escenarios MI1	Beneficio Promedio en el modelo 2 (€)	Beneficio Promedio en el modelo 1 (€)
1	Escenarios 1-5	18552	8359,2
2	Escenarios 6-10	23106	
3	Escenarios 11-15	11962	
4	Escenarios 16-20	7631,8	
5	Escenarios 21-25	29275,6	
6	Escenarios 26-30	3167,2	
7	Escenarios 31-35	13372,8	
8	Escenarios 36-40	4851,6	
9	Escenarios 41-45	32391,4	
10	Escenarios 46-50	33257	
11	Escenarios 51-55	23491,2	
12	Escenarios 56-60	-1086,8	
13	Escenarios 61-65	2893,8	
14	Escenarios 66-70	4334	
15	Escenarios 71-75	32766,8	
16	Escenarios 76-80	1589	
17	Escenarios 81-85	4965,6	
18	Escenarios 86-90	2763,6	
19	Escenarios 91-95	8734,6	
20	Escenarios 96-100	-2710,4	

Tabla 23: Beneficio medio esperado por escenario del MD.

Como puede apreciarse en la tabla, tras la publicación del resultado del Mercado Diario las expectativas del agente pueden cambiar radicalmente. Puede encontrarse con un escenario en el que prácticamente triplicaría su beneficio esperado (escenario 15), o puede encontrarse en un escenario en el que tendrá que asumir ciertas pérdidas (escenario 20).

De entre los 20 escenarios mostrados en la Tabla 23, a continuación van a analizarse más detalladamente los más significativos.

- Escenario 3:

Corresponde al tercer escenario de precios del Mercado Diario y a los escenarios de precio del Mercado Intradiario 11 a 15. Estos fueron mostrados en la figura 54, que se recupera a continuación:

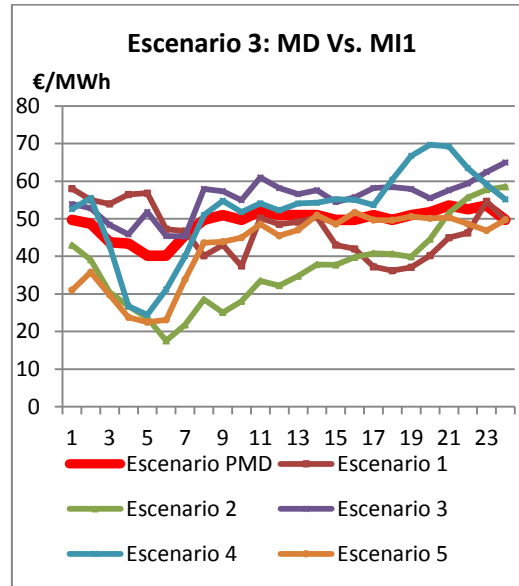


Figura 101: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 3 del Mercado Diario

Este escenario, con sus correspondientes ofertas proporcionan al agente un beneficio medio esperado de 11962 €, ligeramente superior al beneficio medio esperado con el modelo de solución única. Como se mostrará a continuación, este escenario ha sido seleccionado ya que proporciona un programa de generación y bombeo muy similar al ofrecido por el modelo de solución única, aún proporcionando un mayor beneficio.

En la siguiente tabla se muestra todas las compras y ventas realizadas en el Mercado Diario e Intradiario:

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	100	0	0	-100	0	0	0	0
H2	100	0	0	-100	0	0	0	0
H3	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H4	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H5	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H6	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H7	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H8	100	0	0	-100	0	0	0	0
H9	100	0	0	-100	0	0	0	0
H10	100	0	0	-100	0	0	0	0
H11	100	0	0	-100	0	0	0	0
H12	100	0	0	-100	0	0	0	0
H13	100	0	0	-100	0	0	0	0
H14	100	0	0	-100	0	0	0	0
H15	100	0	0	-100	0	0	0	0
H16	100	0	0	-100	0	0	0	0

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H17	100	0	0	-100	0	0	0	0
H18	100	0	0	-100	0	0	0	0
H19	100	0	0	-100	0	0	0	0
H20	100	0	0	0	0	0	100	0
H21	100	0	0	0	0	0	100	0
H22	0	-120	100	0	0	120	100	0
H23	0	-120	100	0	0	120	100	0
H24	100	0	0	0	0	0	100	0

Tabla 24: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

De nuevo en este modelo puede apreciarse la existencia de transacciones financieras y transacciones físicas. En el Mercado Diario se venden las cuatro turbinas a plena carga todas las horas excepto las horas H22 y H23, para después comprar esta generación en el Mercado Intradiario 1 aprovechando los precios más bajos. Y justamente en los periodos H22 y H23 se realiza la operación inversa: se compran en el MD las cuatro bombas para después venderlas en el MI1, aprovechando precios más altos. Era de esperar este tipo de acción, ya que si lo que se pide al modelo es que maximice el beneficio, las transacciones financieras son la mejor manera de elevar la cuenta de resultados.

Para las transacciones físicas, el sistema ha elegido como mejor oportunidad para realizarlas las horas H3-H7 para la compra de las bombas en el MI1, las horas H22 y H23 para la venta de las turbinas en el MI1 y las horas H20, H21 y H24 para la venta de las turbinas en el MD. En total cinco horas de funcionamiento a plena carga como bomba y como turbina.

Sin embargo lo más llamativo de estas transacciones físicas y financieras es el hecho de que la oferta para el Mercado Diario de generación y bombeo sea exactamente igual a la realizada en el modelo de solución única. Este resultado ha sido comprobado utilizando otros conjuntos de escenarios de precio tanto para el Mercado Diario como para el Mercado Intradiario 1, y en todos los casos la oferta para el MD ofrecida por el modelo de solución única y el modelo de solución múltiple coinciden. Este hecho tiene su explicación en la forma en que han sido repartidos los pesos asignados a cada escenario de precio. Todos los escenarios son equiprobables en ambos modelos, por lo que al realizar la oferta del MD preparando las transacciones financieras, ambos modelos comparan la diferencia entre la media de los escenarios del MD y la media de los escenarios del MI1. En el primer modelo la oferta para el MD debe ser la que más favorezca al conjunto de los 100 escenarios equiprobables para las transacciones físicas y financieras. En el segundo modelo la oferta para el MD debe ser la que más favorezca a los 20 diferentes resultados, que al ser equiprobables, acaban por ser la media de los mismos 100 escenarios tomados de cinco en cinco.

Gracias a esto, en el modelo de solución múltiple puede comprobarse como un mismo programa resultante del Mercado Diario puede adaptarse a diferentes perfiles de precio del Mercado Intradiario 1, optimizando la siguiente oferta en función del perfil esperado. Como se acabará comprobando al analizar los diferentes escenarios en el presente apartado y en el ANEXO 4, las transacciones físicas, financieras, y por tanto el programa final de la central, variarán notablemente en función del perfil de precios elegido para el Mercado Intradiario 1.

En las siguientes figuras se muestran resumidas las transacciones físicas y financieras realizadas en este escenario:

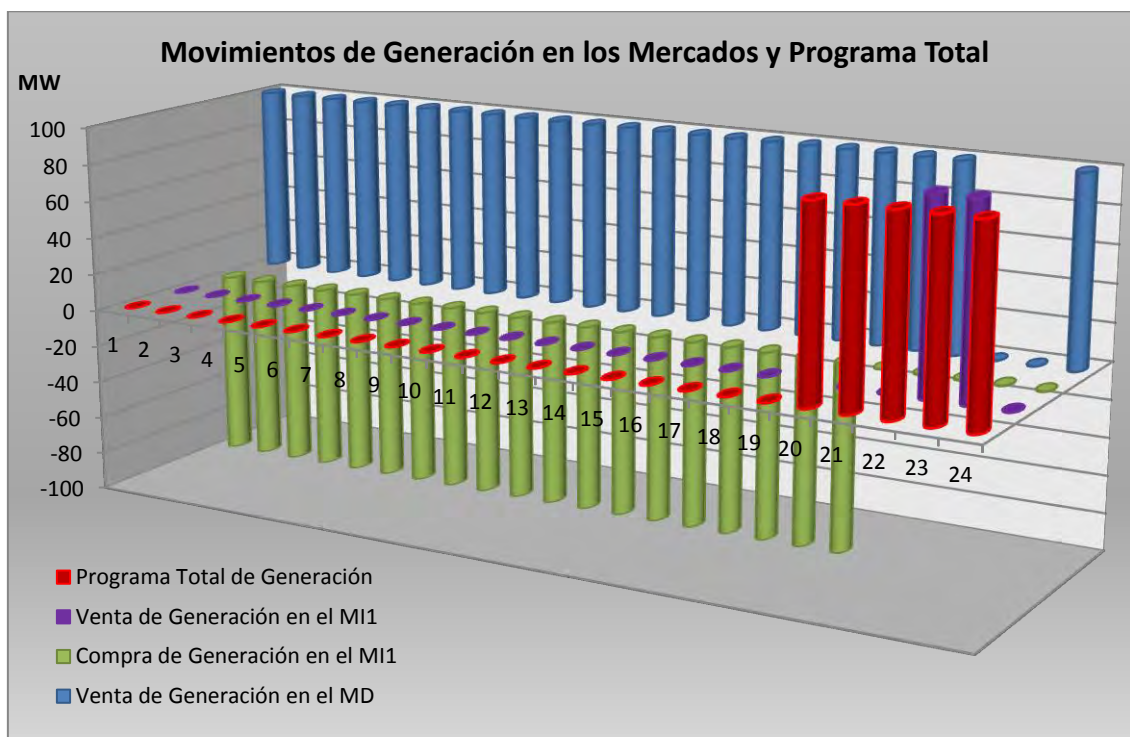


Figura 102: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

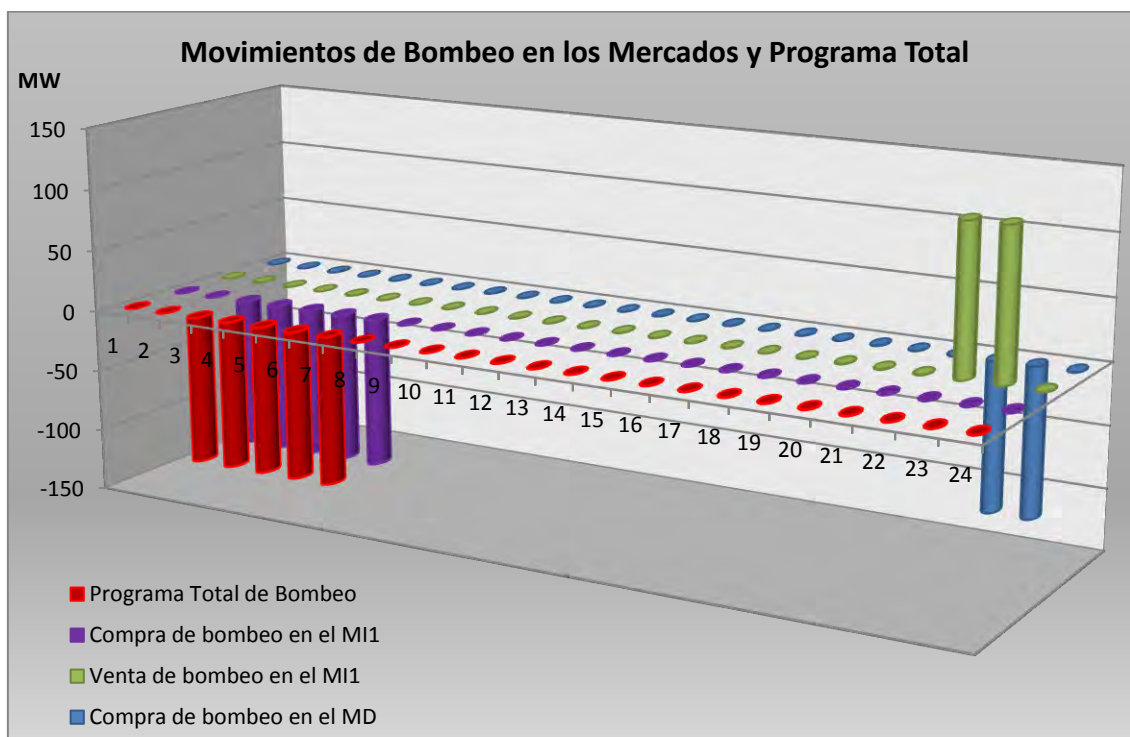


Figura 103: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

En cuanto al reparto de la energía por grupos, en la siguiente tabla se muestra la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H3	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H4	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H7	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H20	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H21	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H22	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H23	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H24	25	25	25	25	0	0	0	0	100

Tabla 25: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

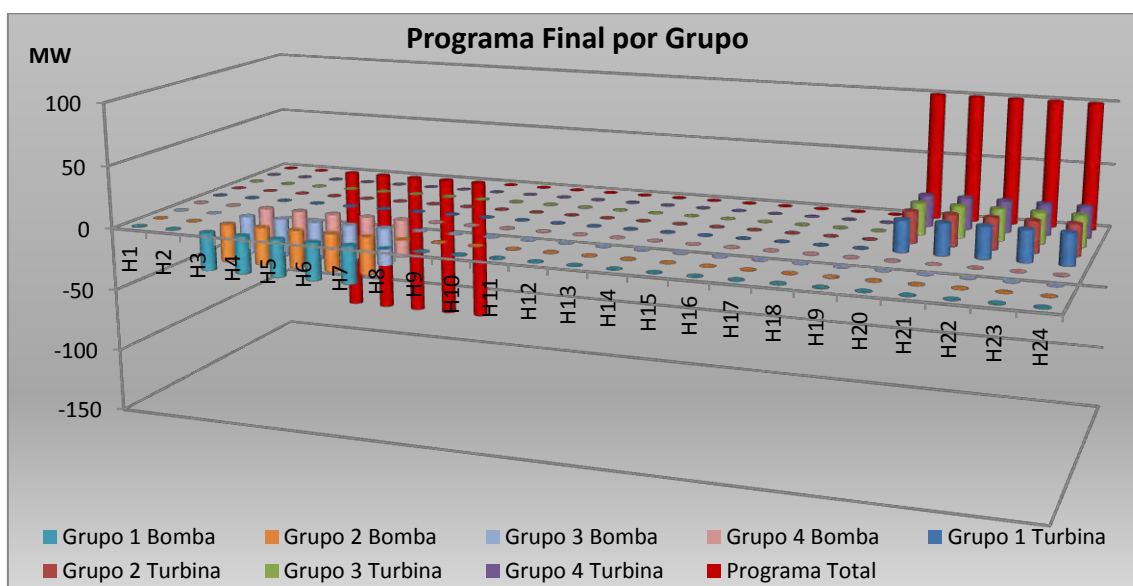


Figura 104: Reparto de la energía por grupos.

La solución óptima de problema resulta de asignar la plena carga a las cuatro bombas y a las cuatro turbinas en las horas indicadas anteriormente.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	30	50	H13	38,4	41,6
H2	30	50	H14	38,4	41,6
H3	31,68	48,32	H15	38,4	41,6
H4	33,36	46,64	H16	38,4	41,6
H5	35,04	44,96	H17	38,4	41,6
H6	36,72	43,28	H18	38,4	41,6
H7	38,4	41,6	H19	38,4	41,6
H8	38,4	41,6	H20	36,72	43,28
H9	38,4	41,6	H21	35,04	44,96
H10	38,4	41,6	H22	33,36	46,64
H11	38,4	41,6	H23	31,68	48,32
H12	38,4	41,6	H24	30	50

Tabla 26: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

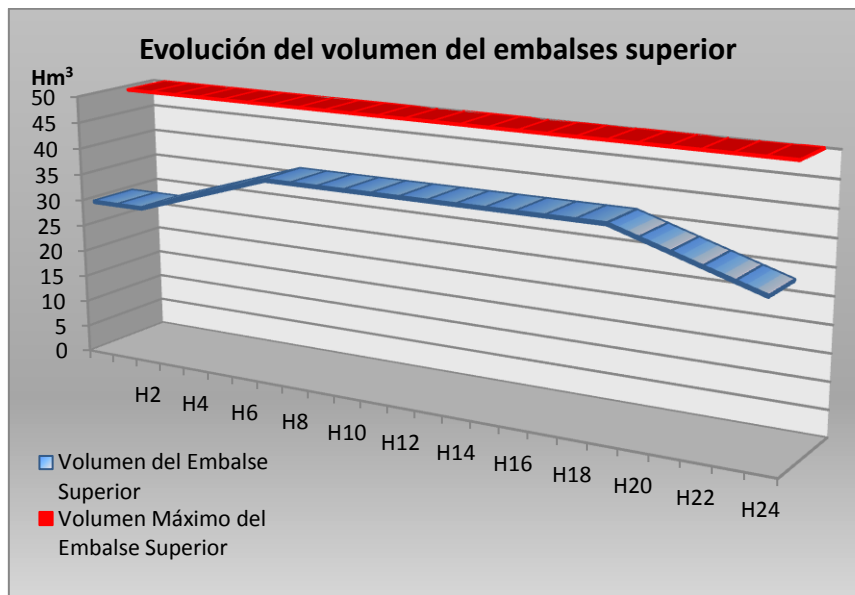


Figura 105: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

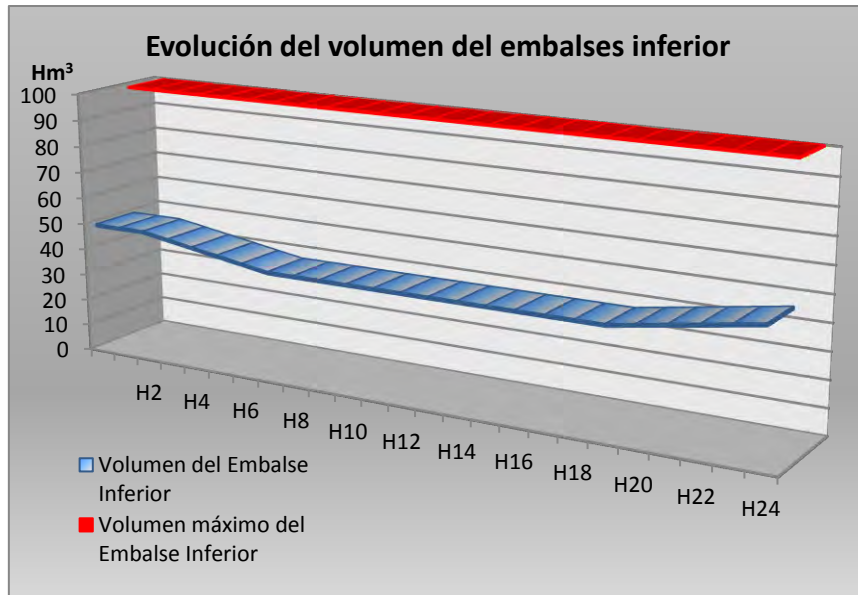


Figura 106: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

Toda esta información muestra que se trata de una solución muy similar a la proporcionada por el modelo de solución única. La única diferencia es la elección de la hora H24 en lugar de la H11 para turbinar con los cuatro grupos. El motivo se encuentra en el perfil de precios del MD y del MI1. Se trata de un escenarios de precios intermedios, entre los 40 y los 50 €/MWh en el MD, y con los escenarios del MI1 muy próximos al precio del MD salvo en el valle, donde los precios se muestran más bajos favoreciendo la compra de bombeo. Podría decirse que se trata del escenario medio entre los veinte considerados. La única diferencia observable, la hora H24, encuentra su explicación en que tres de los escenarios de precio del MI1 se encuentran sobre la media de precios de los escenarios del MD, y los otros dos prácticamente coinciden con ésta, mientras que en la hora H11 tres de los escenarios de precio del MI1 se encuentra por debajo de la media de precios de los escenarios del MD. Por ello comprar la turbinas vendidas en el MD en el periodo H24 reportaría pérdidas al agente y es preferible comprarlas en el periodo H11.

- Escenario 5:

Corresponde al quinto escenario de precios del Mercado Diario y a los escenarios de precio del Mercado Intradiario 21 a 25. Estos fueron mostrados en la figura 56, que se recupera a continuación:

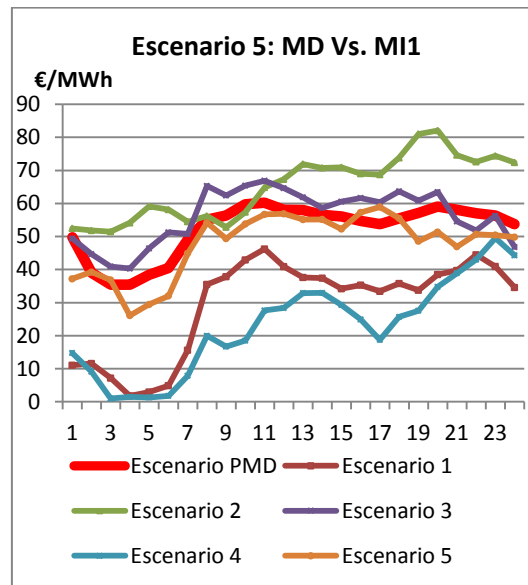


Figura 107: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 5 del Mercado Diario

Este escenario, con sus correspondientes ofertas proporcionan al agente un beneficio medio esperado de 29275.6 €, notablemente superior al beneficio medio esperado con el modelo de solución única. Este escenario ha sido seleccionado ya que como se mostró en la Figura 98, es donde se encuentra el escenario que mayor beneficio proporcionaría al agente, en concreto el escenario 24 (escenario 4 de la Figura 56). También el escenario 21 (escenario 1 de la Figura 56) es uno de los que mayor beneficio reporta al agente.

A la vista de la Figura 56, el motivo por el que estos escenarios dan tan buen resultado al agente parece bastante claro. Con unos escenarios de precio para el MI1 bastante propicios para la realización de transacciones físicas dado su pronunciado valle, el bajo perfil de precio mostrado por estos dos escenarios para el MI1 (con el valle aún más acentuado) proporciona al agente la oportunidad de aumentar mucho más el beneficio con las transacciones financieras. De coincidir el precio real de los mercados con los estimados para el escenario 24, el agente obtendría por sus transacciones un beneficio de 86009 €.

Sin embargo, este escenario conlleva un riesgo importante para el agente: en caso de que el perfil de precios del MI1 se asemeje más al escenario 22 o al escenario 23 (escenarios 2 y 3 de la Figura 56), su beneficio esperado se transformará en pérdidas. En concreto -18969€ y -7248€ respectivamente para estos escenarios.

En la siguiente tabla se muestra todas las compras y ventas realizadas en el Mercado Diario e Intradiario:

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H2	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H3	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H4	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H5	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H6	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H7	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H8	100	0	0	-100	0	0	0	0
H9	100	0	0	-100	0	0	0	0
H10	100	0	0	-100	0	0	0	0
H11	100	0	0	0	0	0	100	0
H12	100	0	0	0	0	0	100	0
H13	100	0	0	0	0	0	100	0
H14	100	0	0	0	0	0	100	0
H15	100	0	0	-100	0	0	0	0
H16	100	0	0	-100	0	0	0	0
H17	100	0	0	-100	0	0	0	0
H18	100	0	0	-100	0	0	0	0
H19	100	0	0	-100	0	0	0	0
H20	100	0	0	0	0	0	100	0
H21	100	0	0	-100	0	0	0	0
H22	0	-120	100	0	0	120	100	0
H23	0	-120	100	0	0	120	100	0
H24	100	0	0	-100	0	0	0	0

Tabla 27: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

La diferente modulación de precios considerada en los escenarios ha modificado completamente el perfil de cargas de la central, así como las transacciones físicas y financieras. Obviamente la oferta para el Mercado Diario se repite, vendiendo las cuatro turbinas a plena carga todas las horas excepto las horas H22 y H23, donde se compran las cuatro bombas.

Como transacciones financieras pueden contarse la venta de las bombas de H22 y H23 en el MI1 y la compra de las turbinas todas las horas excepto las horas H11-H14 y H20. En esas horas las turbinas quedan vendidas como transacción física. En cuanto a la transacción física de las bombas, ésta se realiza en el MI1 en las horas H1-H7. En total son siete horas de funcionamiento a plena carga como bomba y como turbina.

En las siguientes figuras se muestran resumidas las transacciones físicas y financieras realizadas en este escenario:

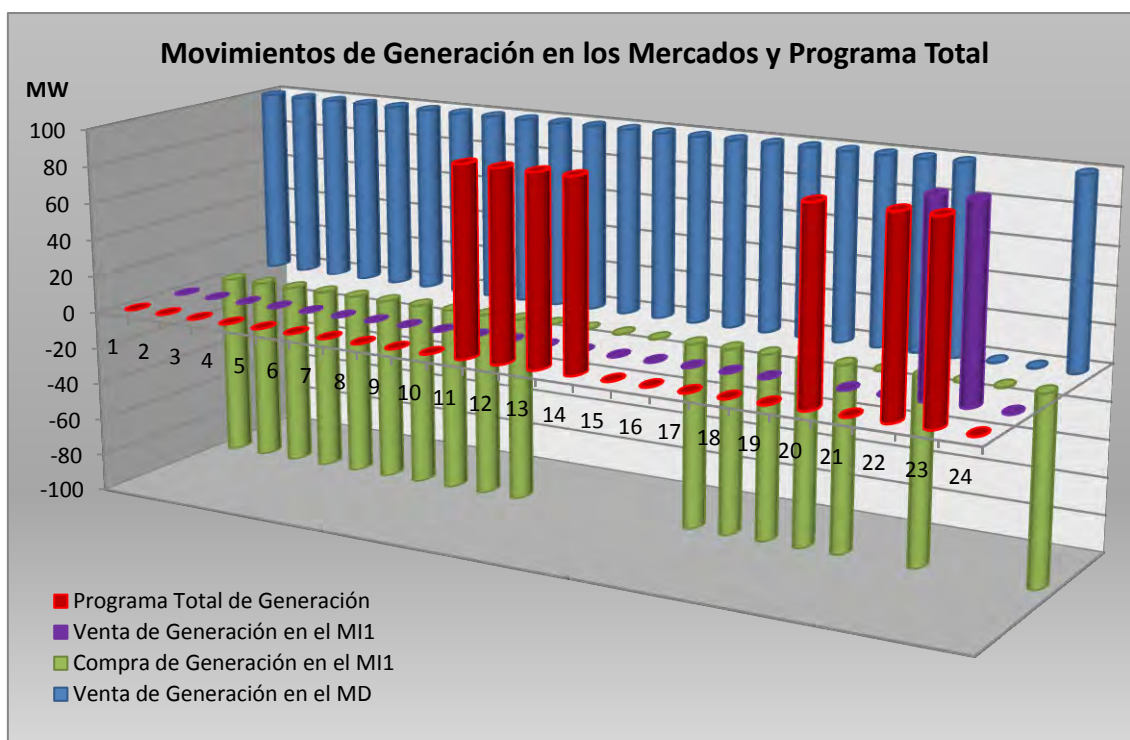


Figura 108: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

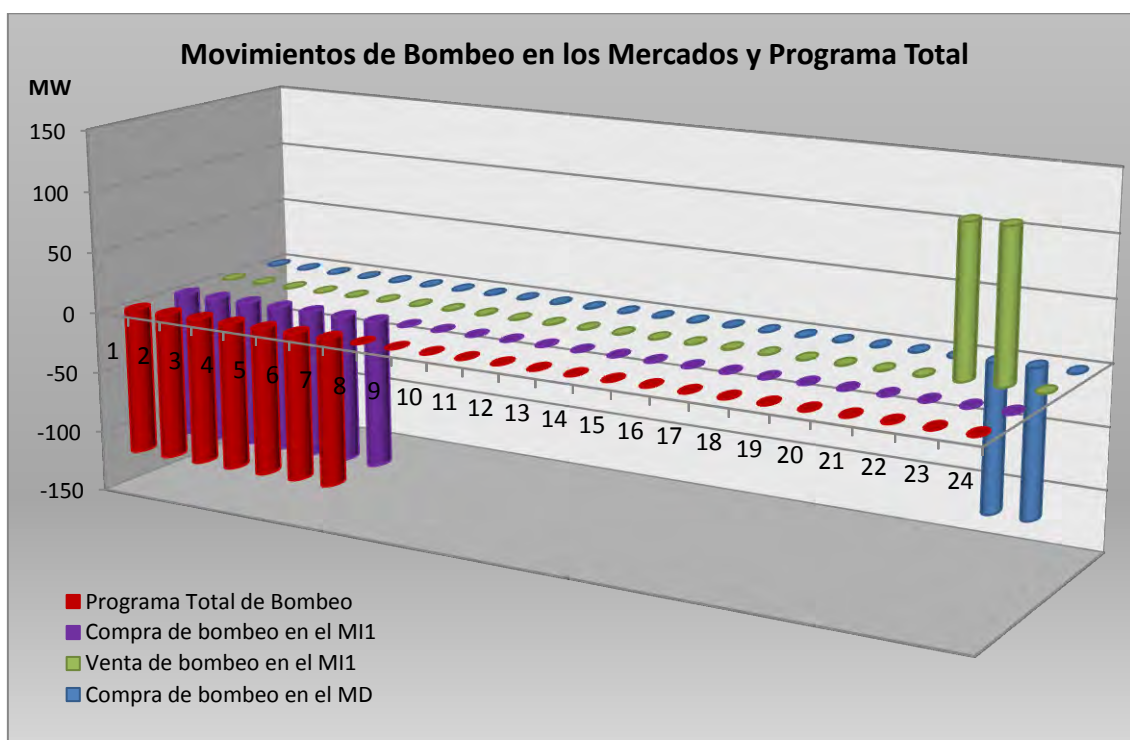


Figura 109: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

En cuanto al reparto de la energía por grupos, en la siguiente tabla se muestra la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H2	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H3	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H4	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H7	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H11	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H12	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H13	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H14	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H20	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H22	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H23	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 28: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

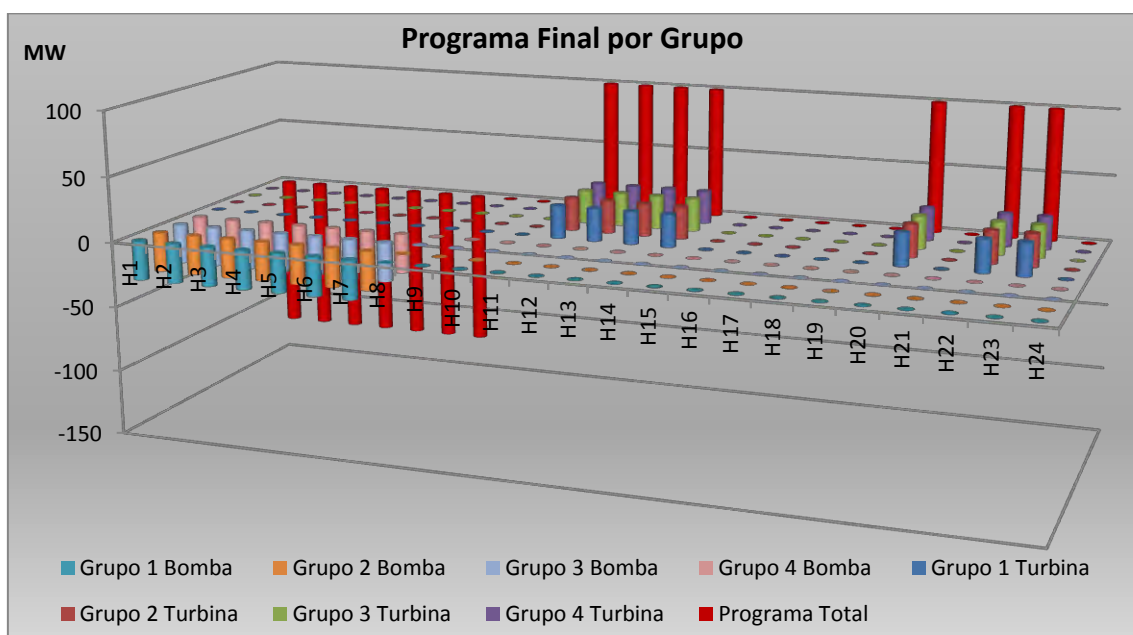


Figura 110: Reparto de la energía por grupos.

La solución óptima de problema resulta de asignar la plena carga a las cuatro bombas y a las cuatro turbinas en las horas indicadas anteriormente.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	31,68	48,32	H13	36,72	43,28
H2	33,36	46,64	H14	35,04	44,96
H3	35,04	44,96	H15	35,04	44,96
H4	36,72	43,28	H16	35,04	44,96
H5	38,4	41,6	H17	35,04	44,96
H6	40,08	39,92	H18	35,04	44,96
H7	41,76	38,24	H19	35,04	44,96
H8	41,76	38,24	H20	33,36	46,64
H9	41,76	38,24	H21	33,36	46,64
H10	41,76	38,24	H22	31,68	48,32
H11	40,08	39,92	H23	30	50
H12	38,4	41,6	H24	30	50

Tabla 29: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

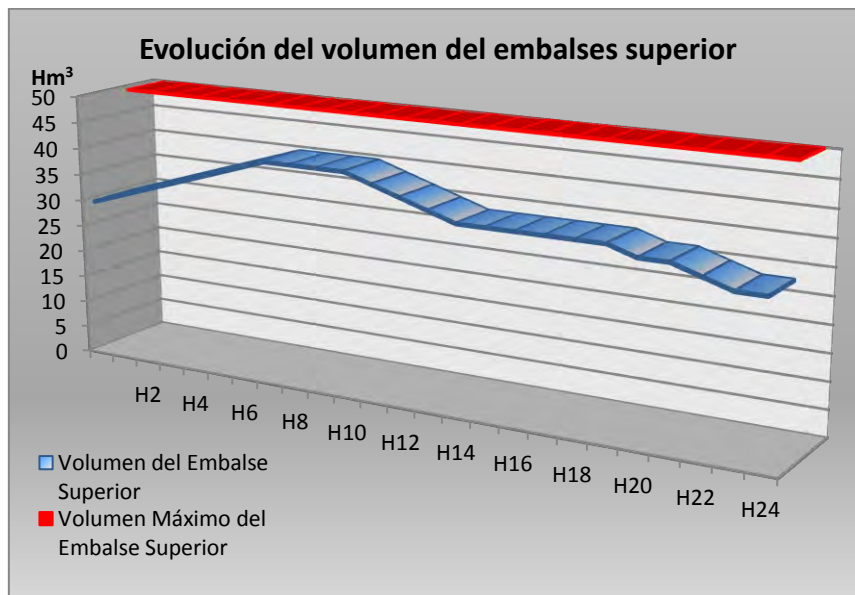


Figura 111: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

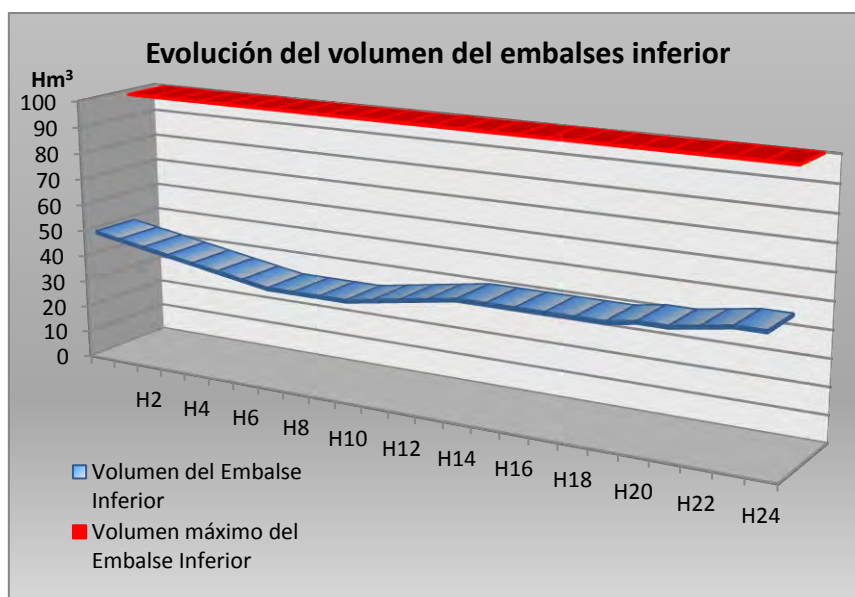


Figura 112: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

- Escenario 10:

Corresponde al décimo escenario de precios del Mercado Diario y a los escenarios de precio del Mercado Intradiario 46 a 50. Estos fueron mostrados en la figura 61, que se recupera a continuación:

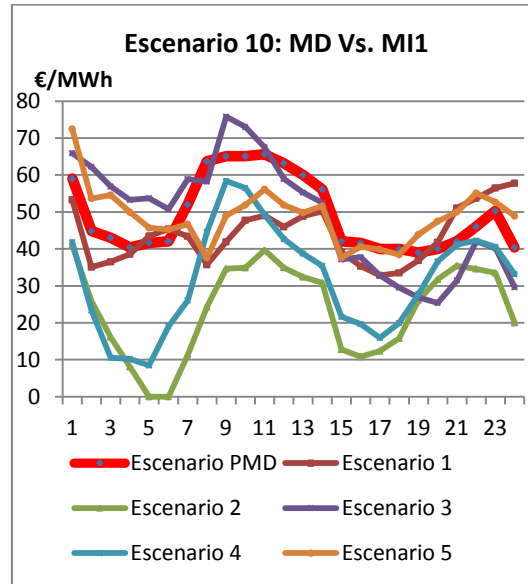


Figura 113: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 10 del Mercado Diario

Este escenario, con sus correspondientes ofertas proporcionan al agente un beneficio medio esperado de 33257 €, el mayor beneficio esperado de todos los escenarios, y notablemente superior al beneficio medio esperado con el modelo de solución única. Ese es el motivo por el que ha sido escogido este escenario para ser analizado.

Existen varios factores que hacen a este escenario tan propicio para el agente. El perfil de precios para el Mercado Diario está por encima de la media, teniendo un valle bastante alto de 40 €/MWh, y los mejores precios de H7 a H15, entre 60 y 70 €/MWh. Unido a ello, los perfiles de precio para el MI1 de los cinco escenarios se mantienen por debajo del precio del MD. Tan solo dos de los escenarios superan en valle el precio del MD, mientras otros dos de ellos prácticamente llegan a los 0 €/MWh. Además los escenarios para el MI1 muestran un segundo valle entre H15 y H19, cuya influencia podrá verse claramente en el perfil de cargas de la central. Esto ofrece mayores posibilidades para las transacciones físicas, aumentando el beneficio medio esperado.

Por otro lado, como se mostró en la Figura 98, ninguno de los escenarios considerados reportaría pérdidas al agente, y dos de ellos, el escenario 47 y el escenario 49, son de los escenarios que mayores beneficio podrían reportar al agente.

En la siguiente tabla se muestra todas las compras y ventas realizadas en el Mercado Diario e Intradiario:

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	100	0	0	0	0	0	100	0
H2	100	0	0	-100	0	0	0	0
H3	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H4	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H5	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H6	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H7	100	0	0	-100	0	0	0	0
H8	100	0	0	-100	0	0	0	0
H9	100	0	0	0	0	0	100	0
H10	100	0	0	0	0	0	100	0
H11	100	0	0	0	0	0	100	0
H12	100	0	0	0	0	0	100	0
H13	100	0	0	0	0	0	100	0
H14	100	0	0	0	0	0	100	0
H15	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H16	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H17	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H18	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H19	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H20	100	0	0	-100	0	0	0	0
H21	100	0	0	-100	0	0	0	0
H22	0	-120	100	0	0	120	100	0
H23	0	-120	100	0	0	120	100	0
H24	100	0	0	-100	0	0	0	0

Tabla 30: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

La diferente modulación de precios considerada en los escenarios ha modificado completamente el perfil de cargas de la central, así como las transacciones físicas y financieras. Obviamente la oferta para el Mercado Diario se repite, vendiendo las cuatro turbinas a plena carga todas las horas excepto las horas H22 y H23, donde se compran las cuatro bombas.

Como transacciones financieras pueden contarse la venta de las bombas de H22 y H23 en el MI1 y la compra de las turbinas todas las horas excepto las horas H1 y H9-H14. En esas horas las turbinas quedan vendidas como transacción física. En cuanto a la transacción física de las bombas, ésta se realiza en el MI1 en las horas H3-H6 y las horas H15-H19. En total son nueve horas de funcionamiento a plena carga como bomba y como turbina. Como se indicó anteriormente, el especial perfil de precios de este escenario propicia la realización de un mayor número de transacciones físicas y también la aparición de un nuevo periodo de bombeo que no se había repetido en ninguno de los escenarios analizados hasta ahora.

En las siguientes figuras se muestran resumidas las transacciones físicas y financieras realizadas en este escenario:

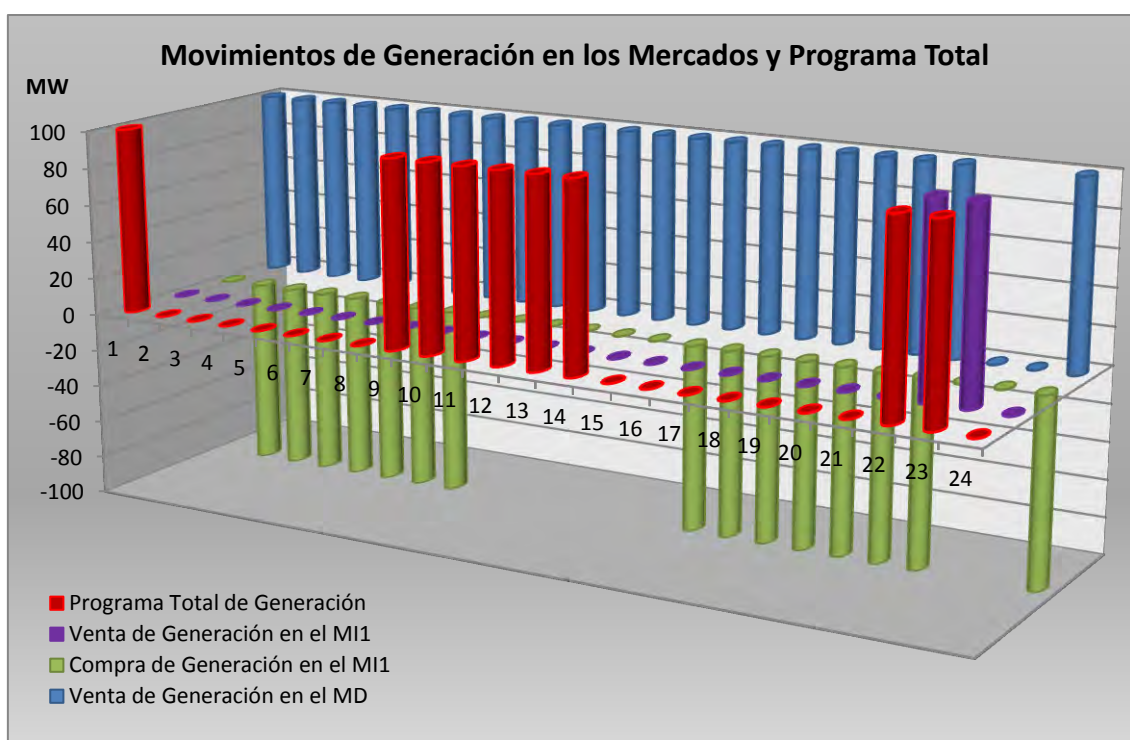


Figura 114: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

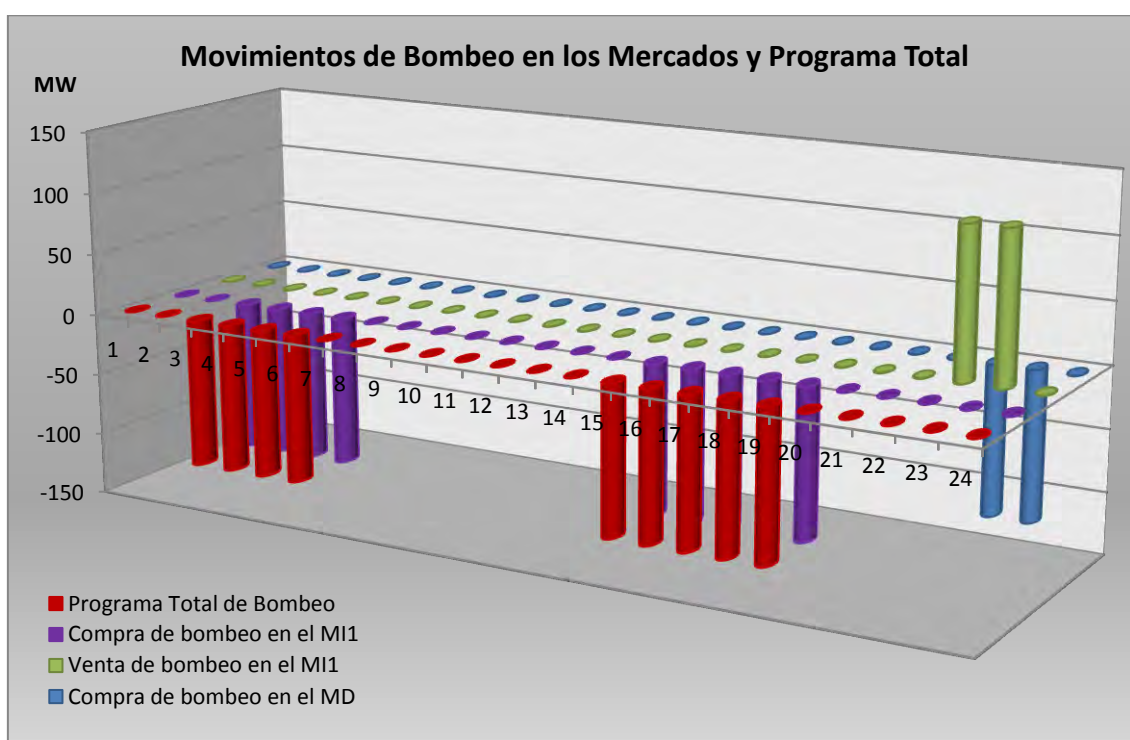


Figura 115: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

En cuanto al reparto de la energía por grupos, en la siguiente tabla se muestra la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H3	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H4	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H10	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H11	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H12	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H13	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H14	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H15	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H16	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H17	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H18	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H19	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H22	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H23	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 31: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

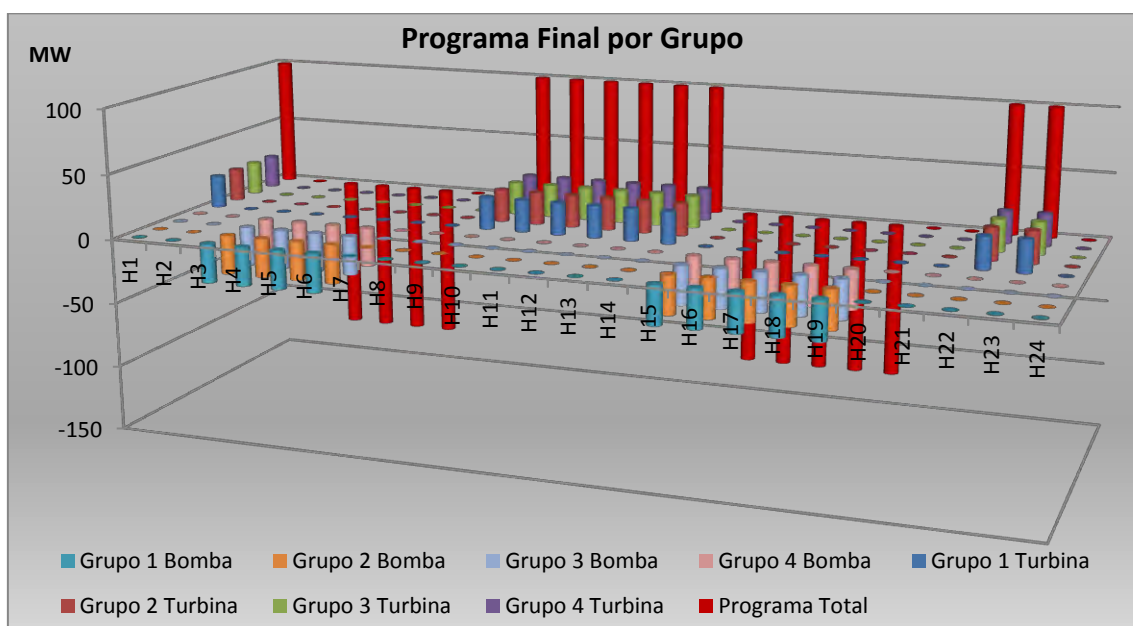


Figura 116: Reparto de la energía por grupos.

La solución óptima de problema resulta de asignar la plena carga a las cuatro bombas y a las cuatro turbinas en las horas indicadas anteriormente.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	28,32	51,68	H13	26,64	53,36
H2	28,32	51,68	H14	24,96	55,04
H3	30	50	H15	26,64	53,36
H4	31,68	48,32	H16	28,32	51,68
H5	33,36	46,64	H17	30	50
H6	35,04	44,96	H18	31,68	48,32
H7	35,04	44,96	H19	33,36	46,64
H8	35,04	44,96	H20	33,36	46,64
H9	33,36	46,64	H21	33,36	46,64
H10	31,68	48,32	H22	31,68	48,32
H11	30	50	H23	30	50
H12	28,32	51,68	H24	30	50

Tabla 32: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

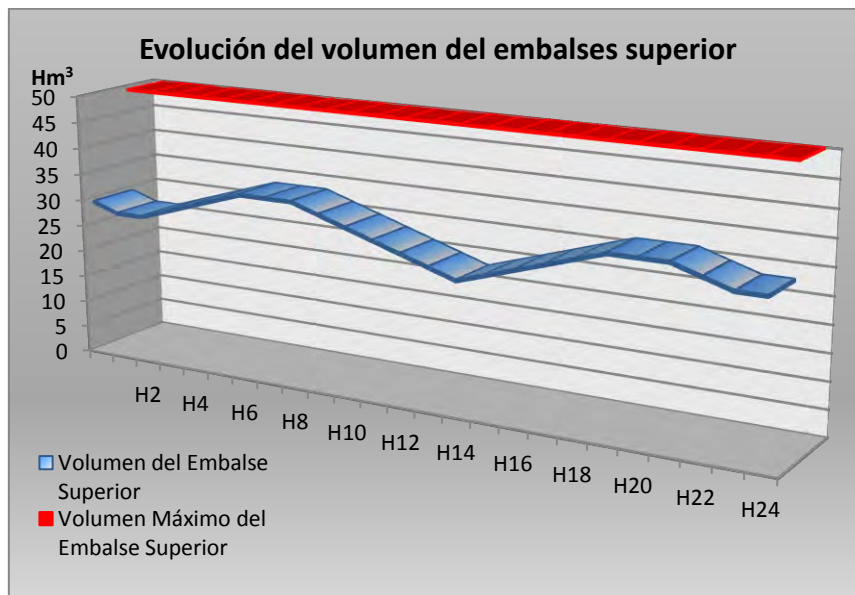


Figura 117: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

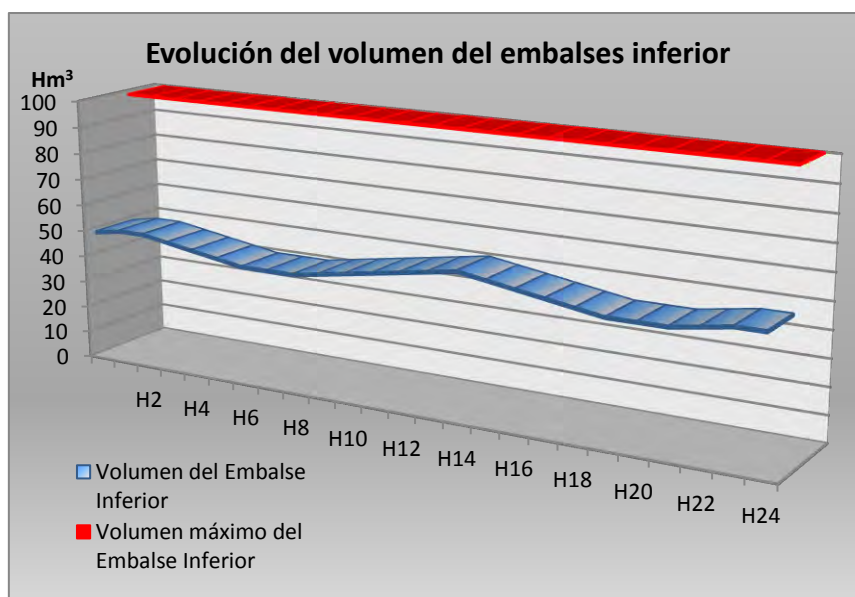


Figura 118: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

- Escenario 16:

Corresponde al decimosexto escenario de precios del Mercado Diario y a los escenarios de precio del Mercado Intradiario 76 a 80. Estos fueron mostrados en la figura 67, que se recupera a continuación:

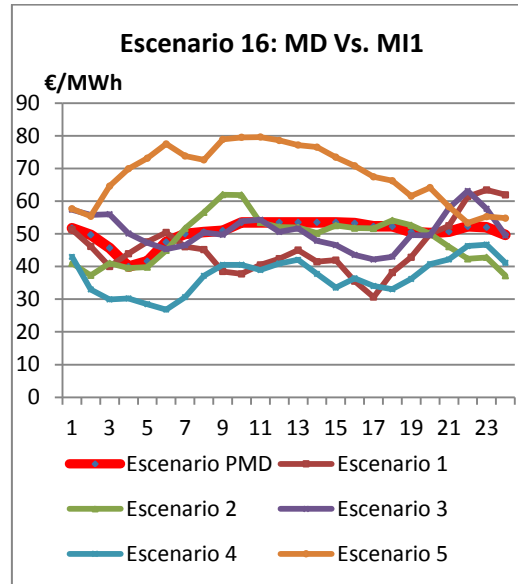


Figura 119: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 16 del Mercado Diario

Este escenario, con sus correspondientes ofertas proporcionan al agente un beneficio medio esperado de 1589 €, mucho menor que beneficio medio esperado con el modelo de solución única.

Esta reducción del beneficio medio esperado puede deberse a diferentes factores relacionados con los precios considerados en los escenarios: por un lado, los escenarios de precio para el MI1 muestran un perfil bastante plano, similar a su escenario de precios del MD. Este hecho limita considerablemente las posibilidades de realizar transacciones físicas a lo largo del día. Si no hay diferencias significativas entre el precio del valle y el precio de la punta que salven la pérdida de rendimiento de los grupos, no es rentable realizar este tipo de transacciones.

Por otro lado, el escenario 80 de precios para el MI1 presenta un perfil de precios notablemente superior a la media de precios de los escenarios del MD, lo que contando con la oferta para el Mercado Diario que es común para todos los escenarios, supondrá grandes pérdidas debidas a las transacciones financieras. De hecho, este escenario reportaría al agente unas pérdidas de 42010 €, la mayor pérdida entre los 100 escenarios considerados.

Como se mostró en la Figura 98, los demás escenarios considerados para el MI1 reportarían un beneficio próximo al obtenido en el modelo de solución única.

En la siguiente tabla se muestra todas las compras y ventas realizadas en el Mercado Diario e Intradiario:

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	100	0	0	-100	0	0	0	0
H2	100	0	0	-100	0	0	0	0
H3	100	0	0	-100	0	0	0	0
H4	100	0	0	-100	0	0	0	0
H5	100	0	0	-100	0	0	0	0
H6	100	0	0	-100	0	0	0	0
H7	100	0	0	-100	0	0	0	0
H8	100	0	0	-100	0	0	0	0
H9	100	0	0	-100	0	0	0	0
H10	100	0	0	0	0	0	100	0
H11	100	0	0	-100	0	0	0	0
H12	100	0	0	-100	0	0	0	0
H13	100	0	0	-100	0	0	0	0
H14	100	0	0	-100	0	0	0	0
H15	100	0	0	-100	0	0	0	0
H16	100	0	0	-100	0	0	0	0
H17	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H18	100	0	0	-100	0	0	0	0
H19	100	0	0	-100	0	0	0	0
H20	100	0	0	-100	0	0	0	0
H21	100	0	0	-100	0	0	0	0
H22	0	-120	0	0	0	120	0	0
H23	0	-120	0	0	0	120	0	0
H24	100	0	0	-100	0	0	0	0

Tabla 33: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

De nuevo la oferta para el Mercado Diario se repite, forzando a comprar toda la generación en un escenario en el que no es nada favorable. Se venden las cuatro turbinas a plena carga todas las horas excepto las horas H22 y H23, donde se compran las cuatro bombas.

Prácticamente todas las transacciones realizadas en este escenario son financieras, salvo la venta de las cuatro turbinas en el MD en la hora H10, y la compra de las cuatro bombas en el MI1 en la hora H17. Este resultado es consecuencia directa del perfil de precios planos mostrado por los escenarios de precio para el MI1. En estos escenarios, no resulta rentable comprar bombeo en valle dado su elevado precio, y por tanto no es posible turbinar el resto del día. La única hora en la que el precio de dos escenarios o más se encuentran por debajo del precio medio de los escenarios del MD es la H17, en la que se compran cuatro bombas.

Esta compra masiva de turbinas en el MI1 afecta muy negativamente al escenario 80, siendo éste uno de los pocos escenarios de precio del MI1 que muestra un perfil por encima de la media de precios de los escenarios del MD. Sus resultados lastran el beneficio medio esperado por el agente para este escenario.

En las siguientes figuras se muestran resumidas las transacciones físicas y financieras realizadas en este escenario:

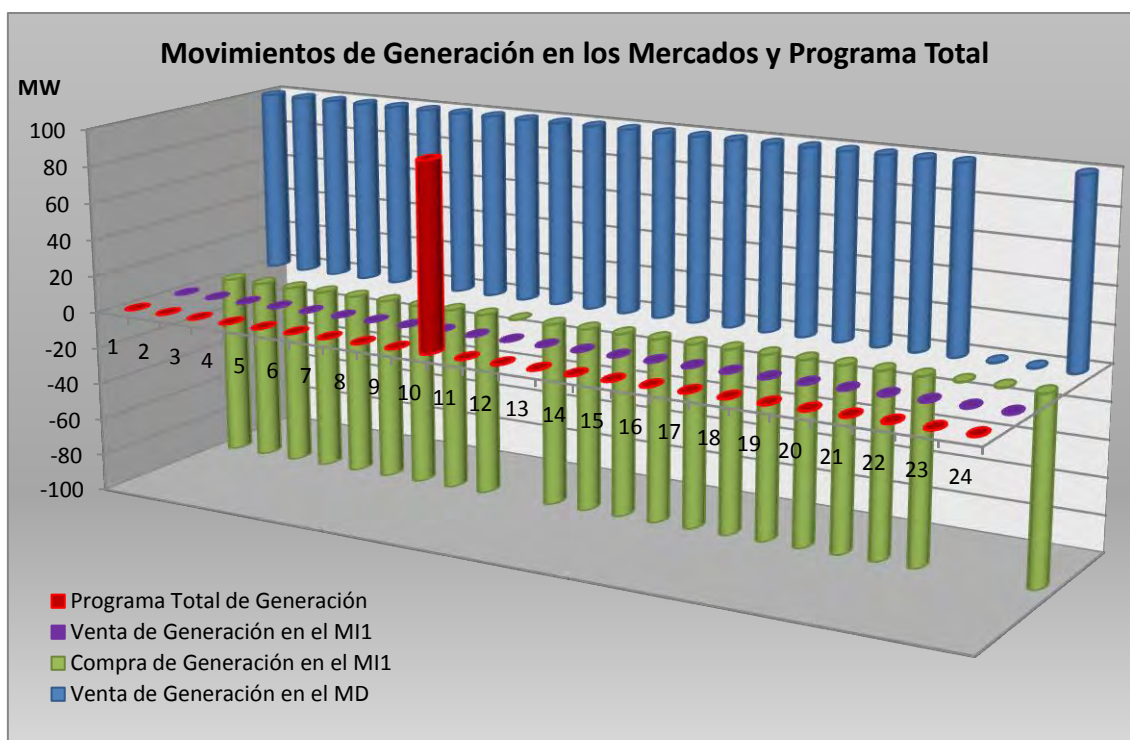


Figura 120: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

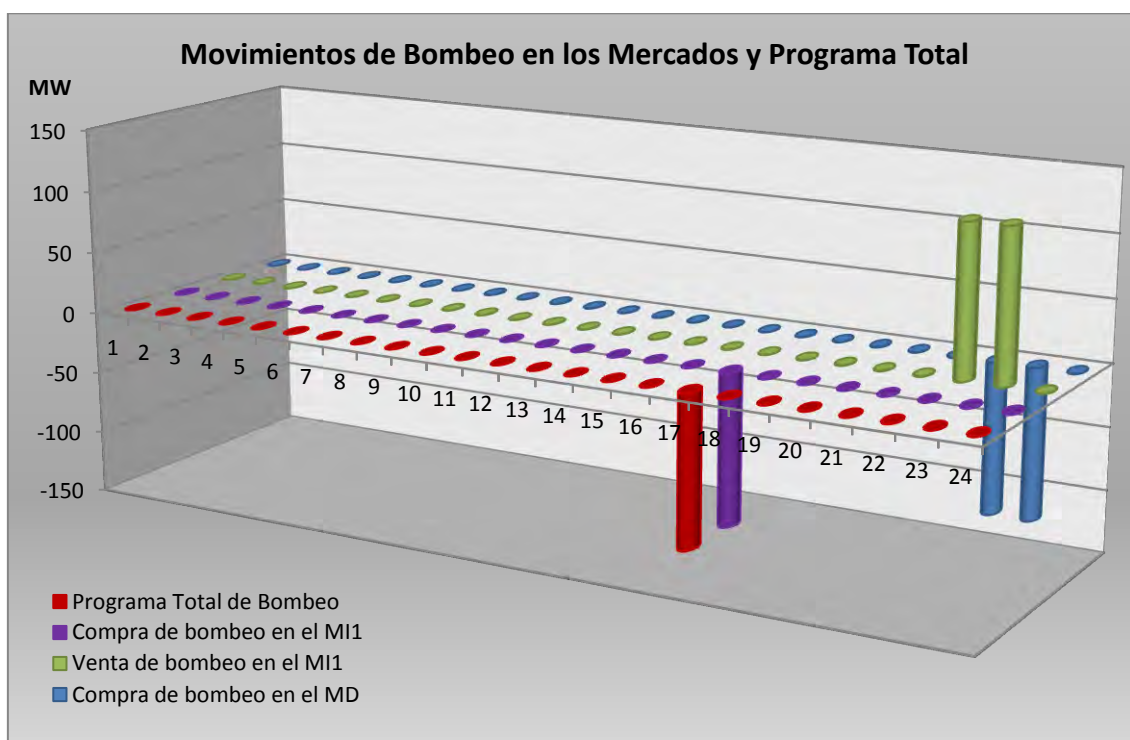


Figura 121: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

En cuanto al reparto de la energía por grupos, en la siguiente tabla se muestra la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H10	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H22	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H23	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 34: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

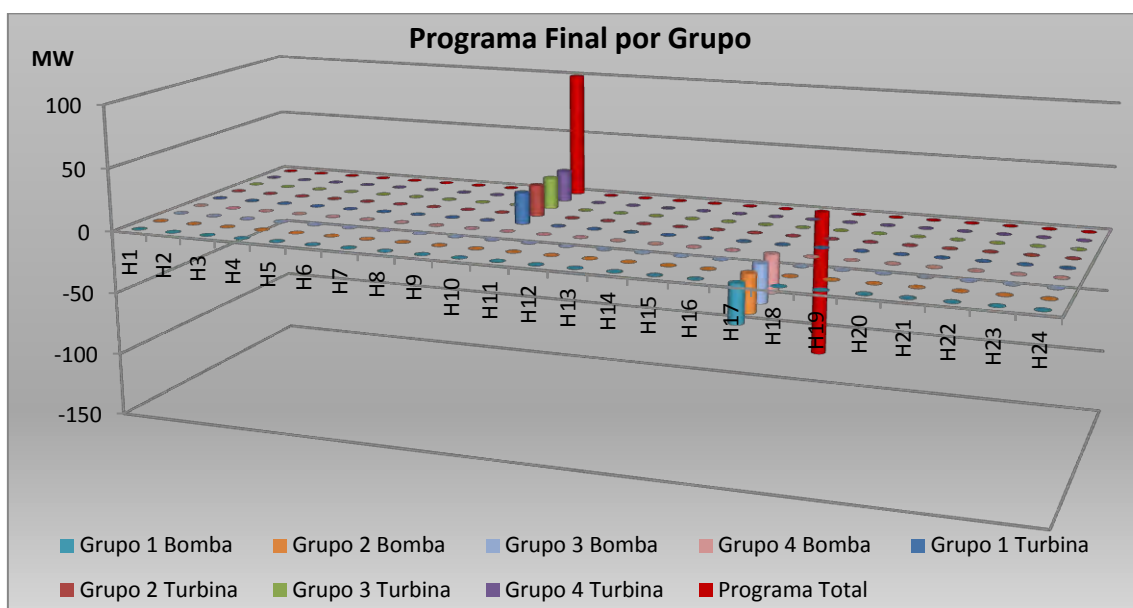


Figura 122: Reparto de la energía por grupos.

La solución óptima de problema resulta de asignar la plena carga a las cuatro bombas y a las cuatro turbinas en las horas indicadas anteriormente.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	30	50	H13	28,32	51,68
H2	30	50	H14	28,32	51,68
H3	30	50	H15	28,32	51,68
H4	30	50	H16	28,32	51,68
H5	30	50	H17	30	50
H6	30	50	H18	30	50
H7	30	50	H19	30	50
H8	30	50	H20	30	50
H9	30	50	H21	30	50
H10	28,32	51,68	H22	30	50
H11	28,32	51,68	H23	30	50
H12	28,32	51,68	H24	30	50

Tabla 35: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

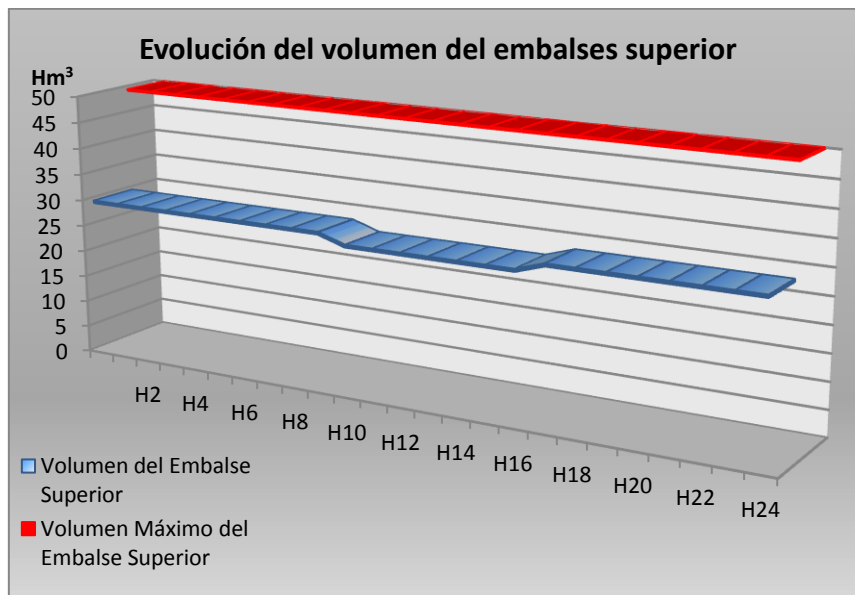


Figura 123: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

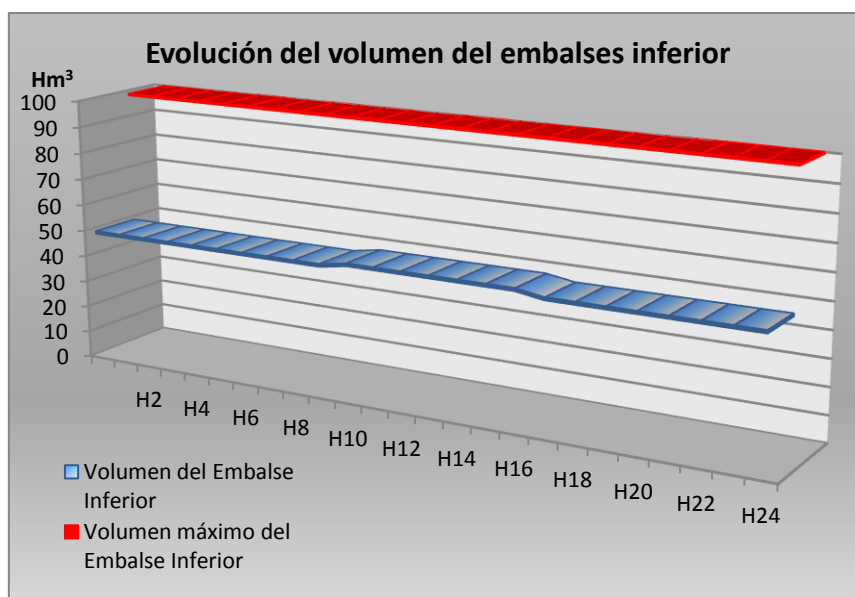


Figura 124: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

- Escenario 20:

Corresponde al vigésimo escenario de precios del Mercado Diario y a los escenarios de precio del Mercado Intradiario 96 a 100. Estos fueron mostrados en la figura 71, que se recupera a continuación:

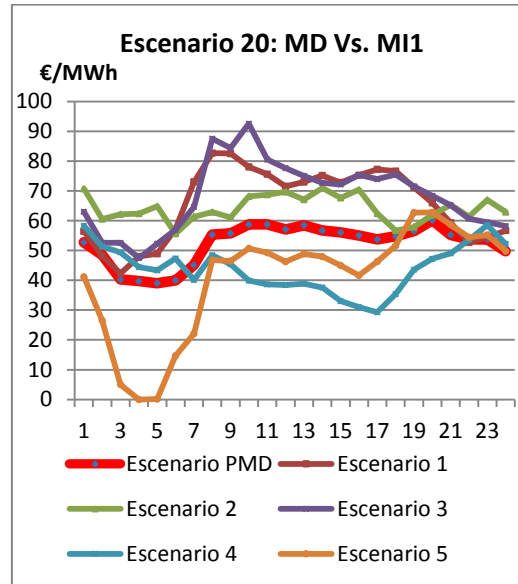


Figura 125: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 20 del Mercado Diario

Este escenario, con sus correspondientes ofertas proporcionan al agente un beneficio medio esperado de -2710.4 €, siendo de los dos únicos escenarios que reportarían pérdidas al agente, el peor.

Estas pérdidas para el agente sin duda se encuentran originadas por los escenarios de precio para el MI1 significativamente más altos que el precio medio de los escenarios del MD. Los escenarios 96, 97 y 98 (1, 2 y 3 en la Figura 98) presentan un valle entre 50 y 60 €/MWh, superior incluso al precio medio del llano-punta del resto de escenarios. El resto del día estos escenarios se encuentran entre los 70 y los 90 €/MWh, muy superiores al resto de los escenarios analizados previamente. Este hecho conlleva grandes pérdidas en la realización de las transacciones financieras.

Sin embargo el escenario 100 presenta un valle más común, llegando a los 0 €/MWh, lo que reduce la media del precio en valle de los 5 escenarios y propiciará que puedan realizarse transacciones físicas, a costa de generar más pérdidas en el resto de escenarios.

En el caso de que tras la publicación de los resultados del Mercado Diario el agente prevea que puede encontrarse en este escenario, sería recomendable que se planteara alguna de las condiciones de contorno del problema, como la restricción de finalizar el día con el volumen de agua inicial en ambos embalses. Tal vez limitando parte de las transacciones financieras y físicas, evitando comprar en las horas en que el precio del MI1 va a ser superior al del MD, pudieran limitarse las pérdidas económicas. Esto supondría que el volumen final en el embalse superior sería mayor al que tenía al iniciar el día (al contrario que en el embalse inferior), pero podría replantear el problema para el día siguiente considerando estos nuevos volúmenes iniciales.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

En la siguiente tabla se muestra todas las compras y ventas realizadas en el Mercado Diario e Intradía:

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	100	0	0	-100	0	0	0	0
H2	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H3	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H4	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H5	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H6	100	0	0	-100	-120	0	0	-120
H7	100	0	0	-100	0	0	0	0
H8	100	0	0	0	0	0	100	0
H9	100	0	0	0	0	0	100	0
H10	100	0	0	0	0	0	100	0
H11	100	0	0	0	0	0	100	0
H12	100	0	0	-100	0	0	0	0
H13	100	0	0	-100	0	0	0	0
H14	100	0	0	-100	0	0	0	0
H15	100	0	0	-100	0	0	0	0
H16	100	0	0	-100	0	0	0	0
H17	100	0	0	-100	0	0	0	0
H18	100	0	0	-100	0	0	0	0
H19	100	0	0	0	0	0	100	0
H20	100	0	0	-100	0	0	0	0
H21	100	0	0	-100	0	0	0	0
H22	0	-120	0	0	0	120	0	0
H23	0	-120	0	0	0	120	0	0
H24	100	0	0	-100	0	0	0	0

Tabla 36: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

Partiendo de la oferta del Mercado Diario ya conocida, vendiendo las cuatro turbinas a plena carga todo el día salvo las horas H22 y H23, y comprando las cuatro bombas en las horas H22 y H23, esta vez en el Mercado Intradía 1 no se realiza oferta de venta de generación. Si son vendidas las bombas compradas en el MD, y se realiza la compra de toda la generación excepto las horas H8-H11 y H19. Estas son las transacciones financieras.

En cuanto a las transacciones físicas, se han seleccionado las horas H2-H6 para comprar las cuatro bombas en el MI1, y las horas H8-H11 y H19 para conservar las turbinas vendidas en el MD, dado que estas son las horas en la que resultaría más caro comprar la generación vendida en el MD.

Es el escenario 100 el que hace que baje la media de precios en el valle para que resulten compradas las bombas en el MI1, consiguiéndose así 5 horas de funcionamiento a plena carga como bomba y como turbina posteriormente.

En las siguientes figuras se muestran resumidas las transacciones físicas y financieras realizadas en este escenario:

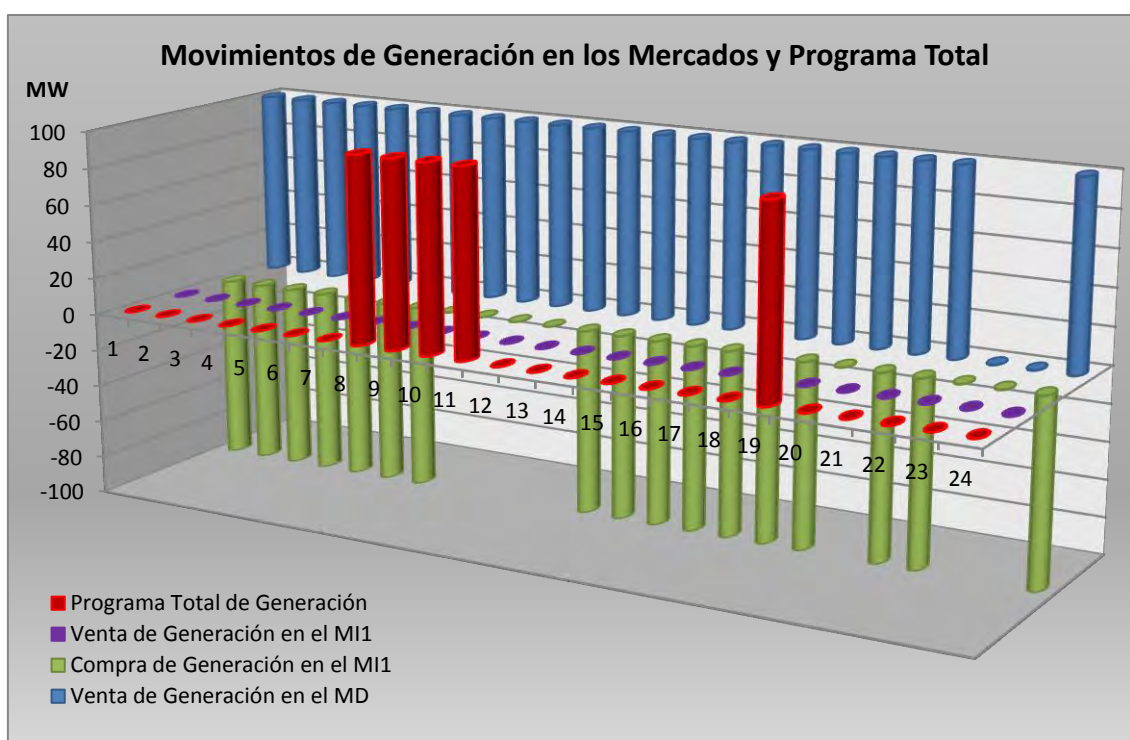


Figura 126: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

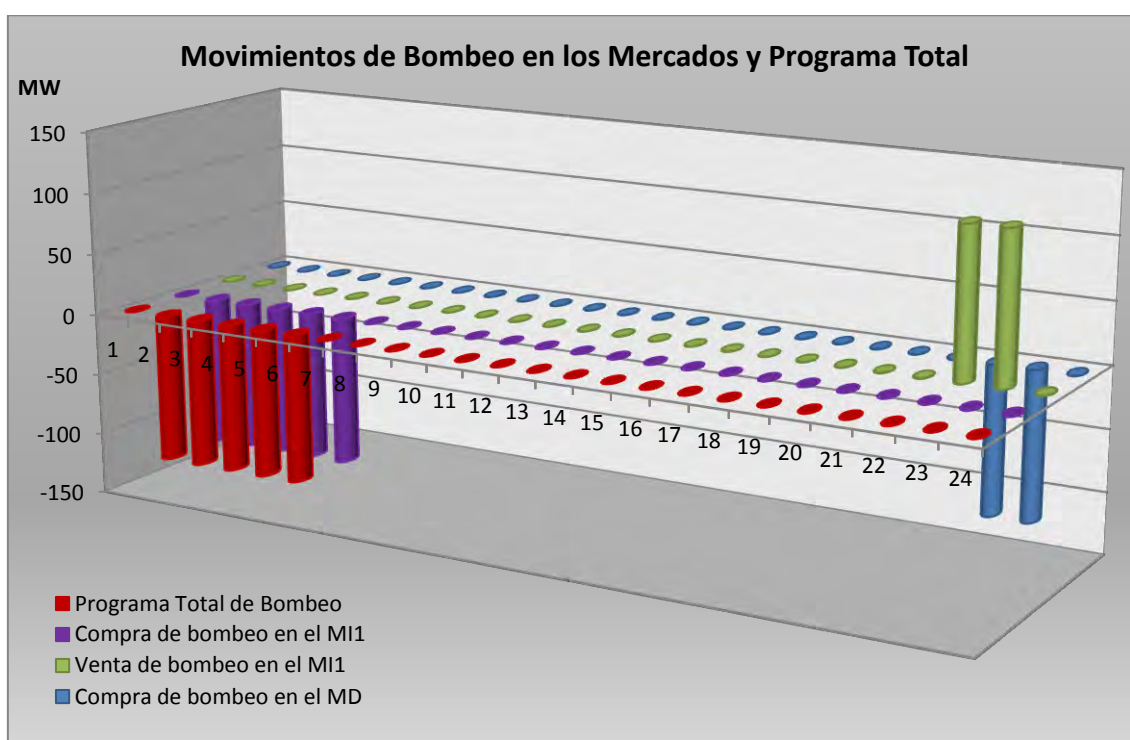


Figura 127: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

En cuanto al reparto de la energía por grupos, en la siguiente tabla se muestra la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H2	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H3	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H4	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H8	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H9	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H10	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H11	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H22	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H23	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 37: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

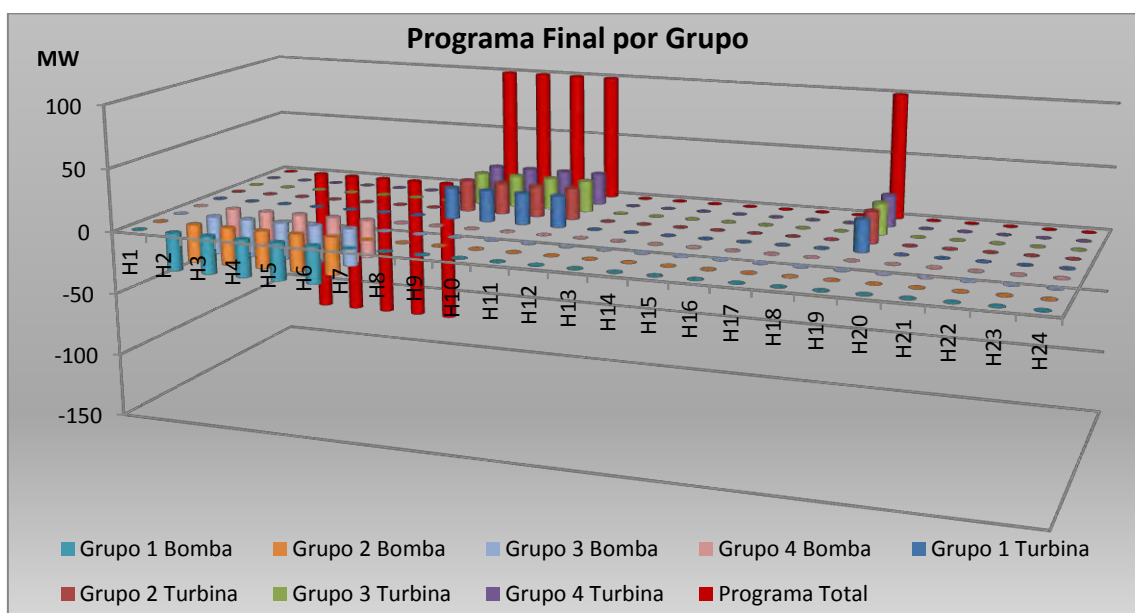


Figura 128: Reparto de la energía por grupos.

La solución óptima de problema resulta de asignar la plena carga a las cuatro bombas y a las cuatro turbinas en las horas indicadas anteriormente.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	30	50	H13	31,68	48,32
H2	31,68	48,32	H14	31,68	48,32
H3	33,36	46,64	H15	31,68	48,32
H4	35,04	44,96	H16	31,68	48,32
H5	36,72	43,28	H17	31,68	48,32
H6	38,4	41,6	H18	31,68	48,32
H7	38,4	41,6	H19	30	50
H8	36,72	43,28	H20	30	50
H9	35,04	44,96	H21	30	50
H10	33,36	46,64	H22	30	50
H11	31,68	48,32	H23	30	50
H12	31,68	48,32	H24	30	50

Tabla 38: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

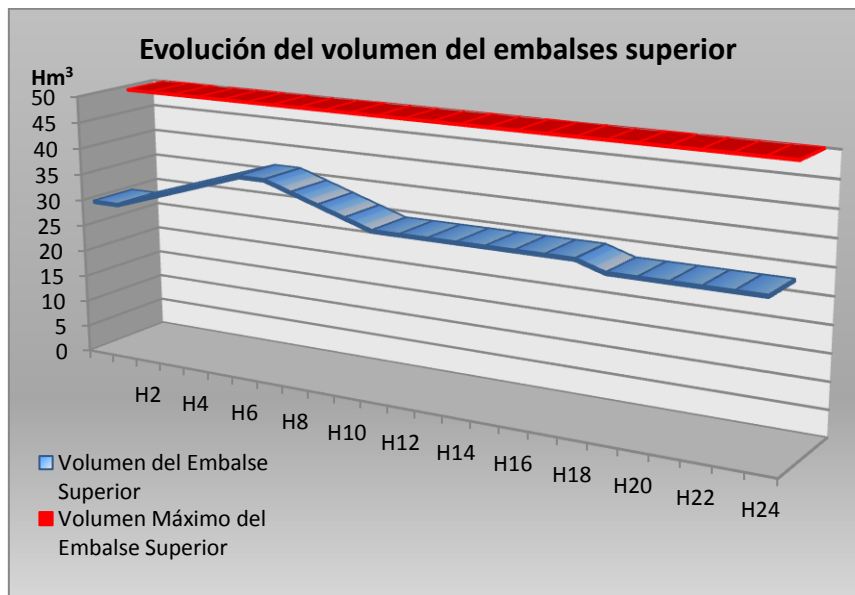


Figura 129: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

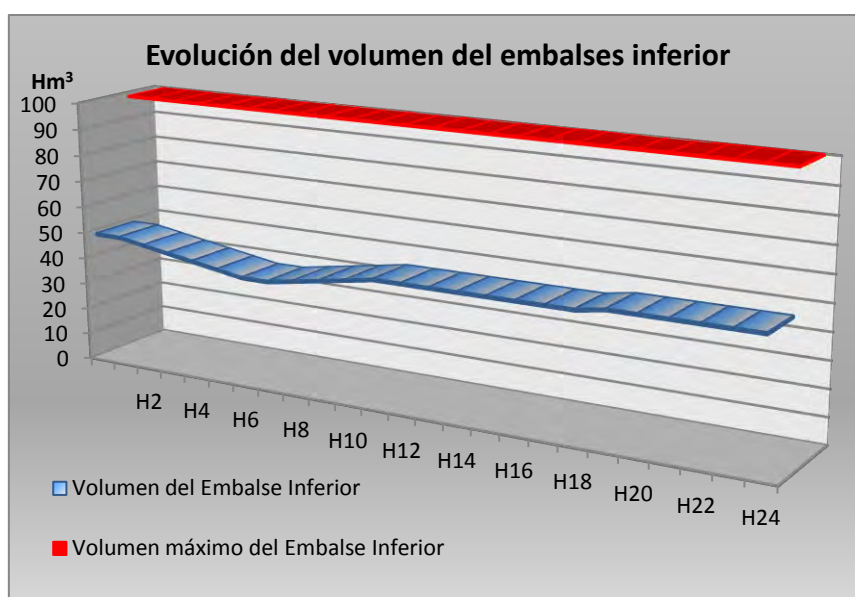


Figura 130: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

Como se indicó anteriormente, estos son los cinco escenarios más destacables en el modelo de solución múltiple con los datos de precio empleados. El resto de escenarios pueden ser consultados en el ANEXO 4.

3.5. Análisis del modelo de optimización del CVaR.

Los dos modelos analizados hasta ahora buscan reportar al agente generador el máximo beneficio posible de la operación de su central hidroeléctrica reversible en base a los escenarios de precio planteados. Sin embargo como ha podido comprobarse, esta operación conlleva el riesgo de acabar reportando pérdidas para el agente, aun considerando que el precio real de la casación coincidirá con alguno de los escenarios considerados por éste.

La minimización del Valor en Riesgo Condicional (CVaR) permitirá al agente obtener un programa de generación y bombeo que se adapte a su nivel de aversión al riesgo, permitiéndole fijar una cota a su beneficio esperado así como a las posibles pérdidas.

En los siguientes apartados se analizará el programa que minimiza el CVaR para diferentes niveles de confianza que simulen diferentes grados de aversión al riesgo del decisor. Después se analizarán las curvas de riesgo-beneficio construidas en base al modelo de minimización del CVaR añadiendo una restricción sobre el beneficio mínimo esperado, también para distintos niveles de confianza.

3.5.1. Solución del modelo de minimización del CVaR.

El código completo del modelo de minimización del CVaR implementado en la herramienta IBM ILOG CPLEX Optimization Studio se muestra en el ANEXO 5. El resultado obtenido tras ser ejecutado es una única solución con las energías que deben ser vendidas o compradas en cada hora del día en los mercados Diario e Intradiario, que garantizan que el Valor en Riesgo Condicional es mínimo en base a la información sobre el precio contenida en los escenarios introducidos.

En este apartado se van a analizar las soluciones del modelo de minimización del CVaR para diferentes niveles de confianza, partiendo de un menor nivel de aversión al riesgo y aumentando poco a poco esta aversión.

- Nivel de confianza $\beta=0.80$.

El resultado en pantalla obtenido en CPLEX es el siguiente:

```
// solution (optimal) with objective 509.122237888054
// Quality Incumbent solution:
// MILP objective                    5.0912223789e+002
// MILP solution norm |x| (Total, Max) 2.23978e+004 2.54960e+003
// MILP solution error (Ax=b) (Total, Max) 1.79881e-010 7.27596e-012
// MILP x bound error (Total, Max) 0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP x integrality error (Total, Max) 0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP slack bound error (Total, Max) 7.34808e-011 1.27329e-011
//

a = -1014.4;
z = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 639.98 208.38 0 0 0 0 46.938 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
      0 0 0 1257.9 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
      0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 291.47 174.25 453.32 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
      1466.9 661.26 1095.4 2390 0 273.35 0 1147.1 0 0];

TD = [14.356 100 71.409 59.286 0 0 100 100 21.505 100 22.425 42.983 91.217
      8.4213 0 100 100 0 100 68.574 90.199 100 0 100];
BD = [0 0 120 120 120 30.265 108.08 0 120 0 120 0 0 120 120 0 0 120 0 120 0
      52.587 120 0];
TVI = [26.076 0 0 0 0 0 0 0 0 62.142 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
```

```

TCI = [0 100 71.409 59.286 0 0 100 100 21.505 100 0 42.983 91.217 8.4213 0 100
      100 0 100 68.574 90.199 0 0 100];
BCI = [0 0 0 0 0 29.735 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
BVI = [0 0 120 30 0 0 108.08 0 120 0 120 0 0 120 120 0 0 120 0 120 0 52.587
      120 0];

T = [40.433 0 0 0 0 0 0 0 0 0 84.567 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 0 0];
B = [0 0 0 90 120 60 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

T1 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 24.567 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0];
T2 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0];
T3 = [25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0];
T4 = [15.433 0 0 0 0 0 0 0 0 0 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0];
B1 = [0 0 0 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B2 = [0 0 0 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B3 = [0 0 0 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B4 = [0 0 0 0 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

y1 = [0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y2 = [0 0 0 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y3 = [0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y4 = [0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z1 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0];
z2 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0];
z3 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0];
z4 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0];

vi = [50.679 50.679 50.679 49.419 47.739 46.899 46.899 46.899 46.899 46.899
      48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 50 50];
vs = [29.321 29.321 29.321 30.581 32.261 33.101 33.101 33.101 33.101 33.101
      31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 30 30];

C = [40.433 0 0 -90 -120 -60 0 0 0 0 84.567 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 0 0];

Bfo = 2549.6;

```

La solución obtenida por CPLEX es óptima, con un valor de la función objetivo de 509.12. Tal como se muestra en el ANEXO 5 en el código programado, la función objetivo de este problema ha sido definida como el opuesto del CVaR para ser maximizada, en lugar de minimizar éste, lo que significa que el valor del CVaR en la solución óptima es de -509.12 €. Debe recordarse que el CVaR fue definido como una medida que cuantifica las pérdidas que exceden el VaR, y por tanto su signo se corresponde con el de las pérdidas. Que el signo sea negativo significa que en realidad no se trata de pérdidas sino de ganancias. La media del beneficio de los 20 peores escenarios es de 509.12 €, como se mostrará gráficamente más adelante.

Antes de analizar el resto de la solución en profundidad, cabe destacar el valor de las variables a y Bfo , mostradas al principio y al final de la solución de CPLEX respectivamente. La primera variable representa el VaR de la solución óptima, y tiene un valor de -1014.4 €. Al igual que el CVaR, esta variable está definida como una pérdida, por lo que su valor negativo indica que no se produce tal pérdida, sino que en el 80% de los casos el beneficio no es inferior a los 1014.4 €. Esta medida es coherente con el CVaR, que actúa como una cota inferior para el VaR. En cuanto a la variable Bfo , ésta representa al beneficio medio esperado de la solución óptima. Esta variable ha sido introducida en el modelo con el objetivo de tener una medida rápida del beneficio medio, y además poder restringir su valor para obtener soluciones con un beneficio medio superior a uno especificado. En este caso su valor es de 2549 €, por lo que a simple vista puede obtenerse una conclusión muy obvia: el beneficio obtenido tratando de minimizar el

riesgo es muy inferior al obtenido con los anteriores modelos de maximización del beneficio, un 69.5% inferior al beneficio obtenido con el modelo de solución única.

En la siguiente figura puede observarse el beneficio obtenido en cada uno de los escenarios de precio con la solución obtenida:

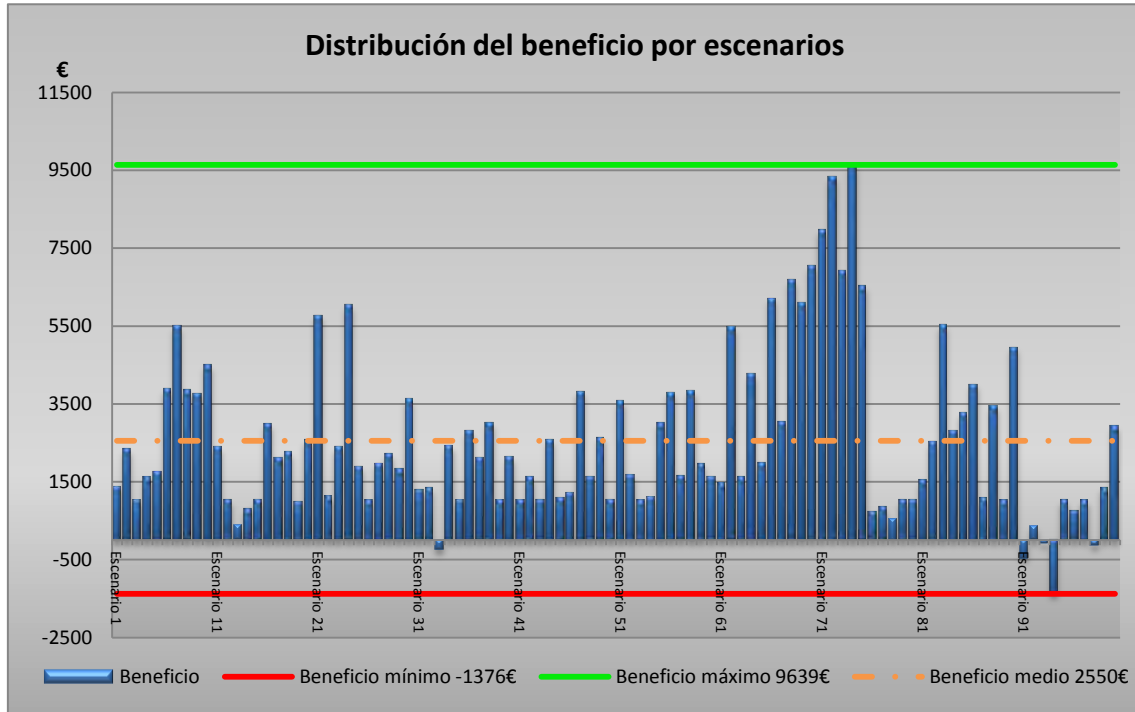


Figura 131: Distribución del beneficio por escenarios.

El aspecto más llamativo de esta figura, es que a diferencia de la distribución del beneficio por escenarios mostrada en los modelos anteriores, en este caso solo pueden encontrarse cinco escenarios en los que el beneficio sea negativo. Por ello tanto el VaR como el CVaR de la distribución del beneficio tienen valor negativo. En la siguiente figura se muestra un diagrama de frecuencias del beneficio obtenido en los 100 escenarios:

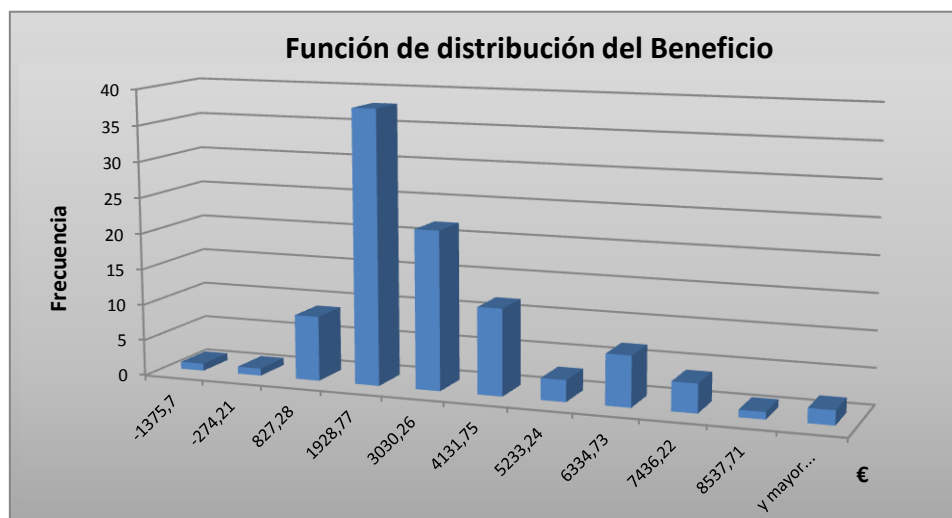


Figura 132: Diagrama de frecuencias del beneficio.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

La figura anterior muestra como la mayoría de los escenarios presentan un beneficio entre 827.28 € y 4131.75 €. Puede comprobarse analizando los datos que en el vigésimo escenario se obtiene un beneficio de 1014.4 €, coincidiendo con el VaR, y la media de estos 20 peores escenarios que quedan en la cola es de 509.12 €, coincidiendo con el CVaR. Además como mostraba el vector z de la solución, existen 13 valores distintos a la izquierda del VaR, aquellos cuya z es distinta de cero, y 7 más que coinciden con éste.

A continuación se van a desglosar con mayor detalle el resto de resultados de la solución óptima:

En la siguiente tabla se muestra todas las compras y ventas realizadas en el Mercado Diario e Intradiario:

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	14,356	0	26,076	0	0	0	40,433	0
H2	100	0	0	-100	0	0	0	0
H3	71,409	-120	0	-71,409	0	120	0	0
H4	59,286	-120	0	-59,286	0	30	0	-90
H5	0	-120	0	0	0	0	0	-120
H6	0	-30,265	0	0	-29,735	0	0	-60
H7	100	-108,08	0	-100	0	108,08	0	0
H8	100	0	0	-100	0	0	0	0
H9	21,505	-120	0	-21,505	0	120	0	0
H10	100	0	0	-100	0	0	0	0
H11	22,425	-120	62,142	0	0	120	84,567	0
H12	42,983	0	0	-42,983	0	0	0	0
H13	91,217	0	0	-91,217	0	0	0	0
H14	8,4213	-120	0	-8,4213	0	120	0	0
H15	0	-120	0	0	0	120	0	0
H16	100	0	0	-100	0	0	0	0
H17	100	0	0	-100	0	0	0	0
H18	0	-120	0	0	0	120	0	0
H19	100	0	0	-100	0	0	0	0
H20	68,574	-120	0	-68,574	0	120	0	0
H21	90,199	0	0	-90,199	0	0	0	0
H22	100	-52,587	0	0	0	52,587	100	0
H23	0	-120	0	0	0	120	0	0
H24	100	0	0	-100	0	0	0	0

Tabla 39: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

Se trata de una solución un tanto más complicada que la que ofrecían los modelos anteriores. En ella también pueden diferenciarse transacciones físicas y transacciones financieras, pero en menor cantidad. Por ejemplo en el periodo H1 puede comprobarse como se realiza la venta de generación tanto en el Mercado Diario como en el Intradiario para entregar físicamente la energía. Y por el contrario en el periodo H2 se realiza la venta de energía en el MD para después comprarla en el MI1. En total se realiza el equivalente a poco más de dos horas de funcionamiento a plena carga en generación y en bombeo.

Sin embargo en esta solución puede verse un movimiento de energía que no se había visto en los anteriores modelos. En una misma hora se vende generación y se compra bombeo en el Mercado Diario, para después deshacer la posición, total o parcialmente, en el Mercado

Intradiario 1. En el periodo H3 puede verse como en el MD se venden 71.4 MW de generación para después comprarlos en el MI1, y al mismo tiempo se compran 120 MW en el MD para bombear que posteriormente son vendidos en el MI1. Y en el periodo H4 puede verse como en el MD se venden 59.29 MW de generación para después comprarlos en el MI1, y al mismo tiempo se compran en el MD 120 MW para bombear de los que en el MI1 se venden 30, quedando una compra física de 90 MW.

Se trata de un movimiento poco común entre los agentes en los mercados reales, con el que el modelo trata de limitar las pérdidas que produciría en algunos escenarios la realización de ciertas transacciones financieras, realizando al mismo tiempo la transacción contraria.

El otro aspecto destacable de esta solución es que la mayor parte de las transacciones físicas se realizan en el Mercado Diario, al contrario de lo que ocurría en los dos modelos anteriores, donde en el MD se posicionaba el programa para realizar todas las transacciones financieras posibles, y en el MI1 se tomaban las decisiones físicas de generación y bombeo. Por ejemplo, la compra física de energía para bombear en valle se producía siempre en el MI1. Se trata de un comportamiento con cierta analogía con los mercados reales, en los que un decisor con cierto grado de aversión al riesgo no querrá dejar para la última oportunidad su decisión de generar y bombear.

En las siguientes figuras se muestran resumidas las transacciones físicas y financieras realizadas en este escenario:

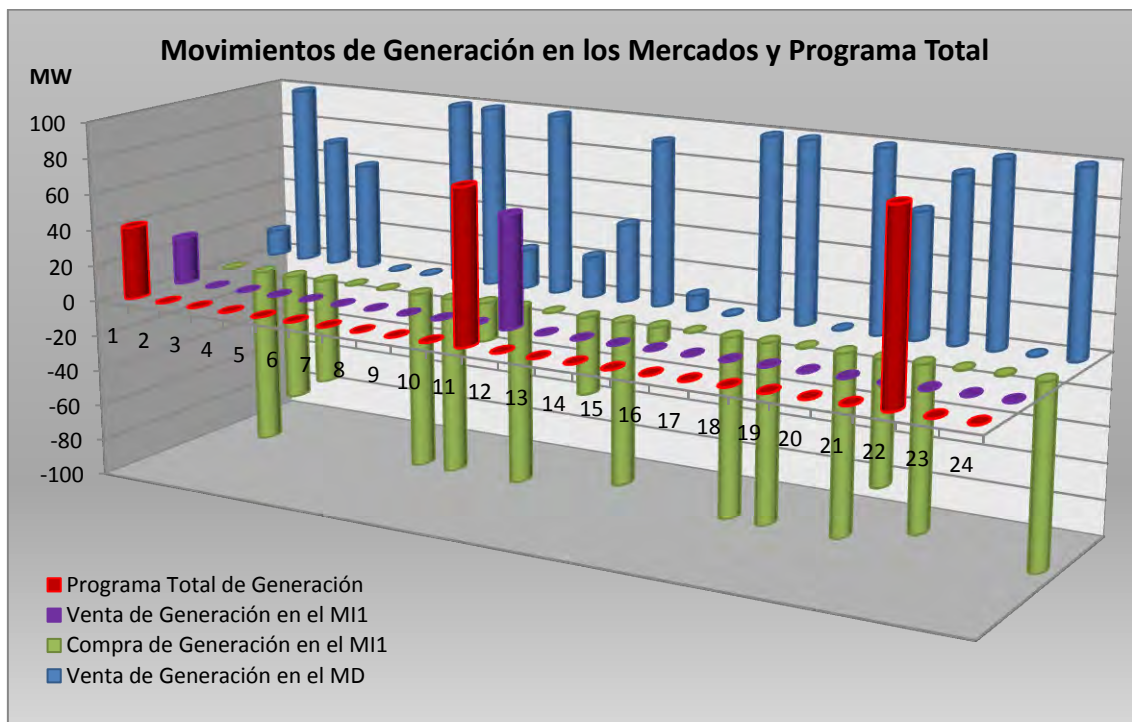


Figura 133: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

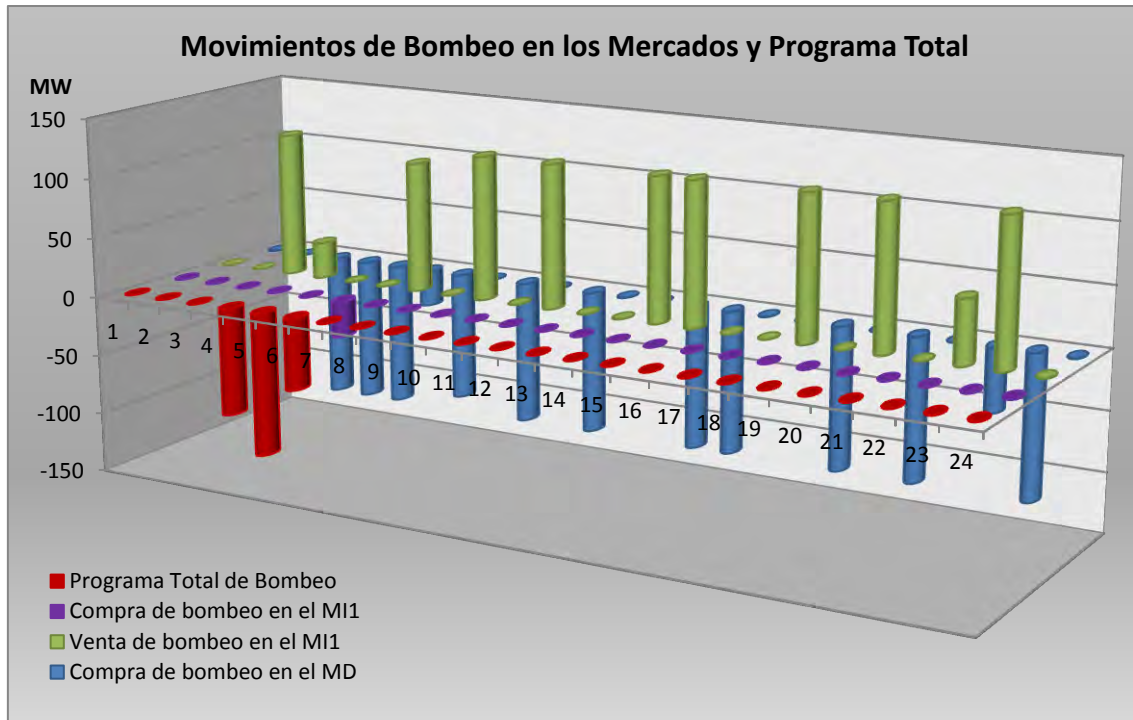


Figura 134: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

En la siguiente tabla se muestra el reparto de la energía por grupos en la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	0	0	25	15,433	0	0	0	0	40,433
H2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H4	0	0	0	0	-30	-30	-30	0	-90
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	0	-30	0	-30	-60
H7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H11	24,567	25	25	10	0	0	0	0	84,567
H12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H22	25	25	25	25	0	0	0	0	100
H23	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 40: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

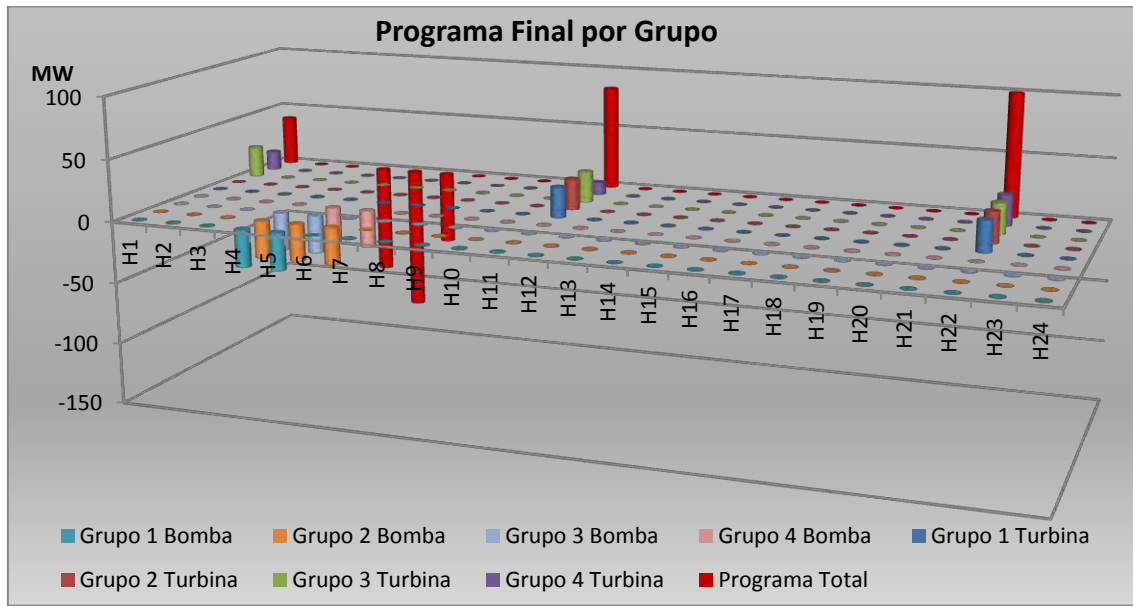


Figura 135: Reparto de la energía por grupos.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	29,321	50,679	H13	31,68	48,32
H2	29,321	50,679	H14	31,68	48,32
H3	29,321	50,679	H15	31,68	48,32
H4	30,581	49,419	H16	31,68	48,32
H5	32,261	47,739	H17	31,68	48,32
H6	33,101	46,899	H18	31,68	48,32
H7	33,101	46,899	H19	31,68	48,32
H8	33,101	46,899	H20	31,68	48,32
H9	33,101	46,899	H21	31,68	48,32
H10	33,101	46,899	H22	30	50
H11	31,68	48,32	H23	30	50
H12	31,68	48,32	H24	30	50

Tabla 41: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

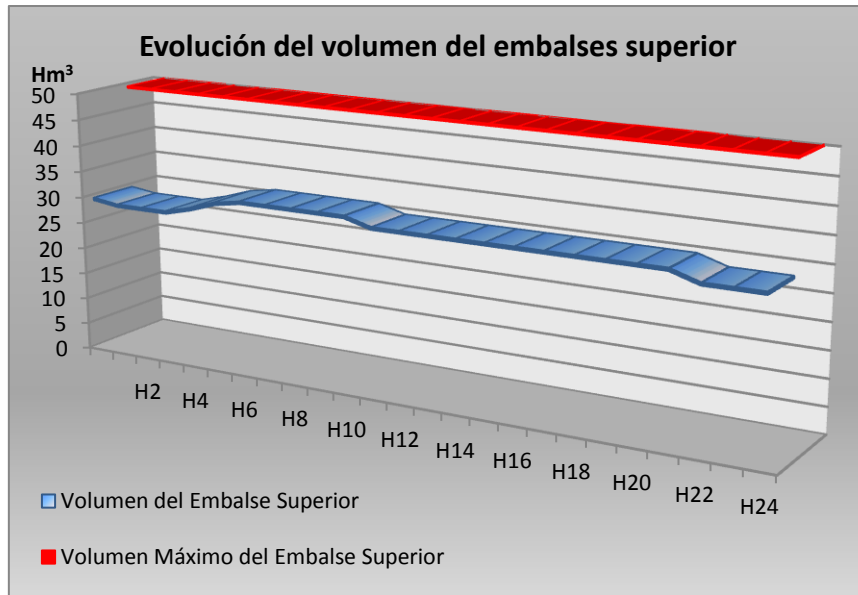


Figura 136: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

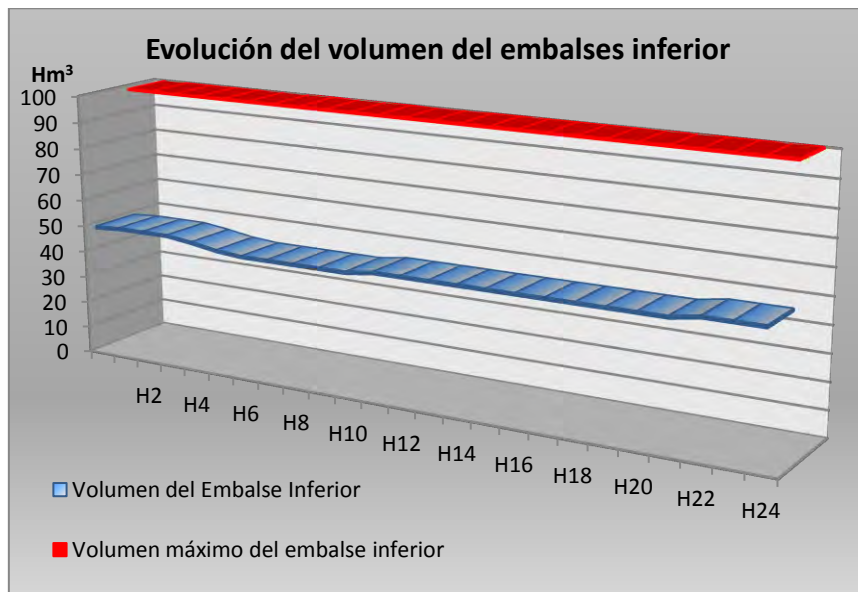


Figura 137: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

Dado el menor número de horas de funcionamiento de la central, el movimiento de los embalses tiene un recorrido también menor respecto a la solución obtenida con los modelos de solución única y de solución múltiple.

- Nivel de confianza $\beta=0.85$.

El resultado en pantalla obtenido en CPLEX es el siguiente:

```
// solution (optimal) with objective 403.740107099367
// Quality Incumbent solution:
// MILP objective 4.0374010710e+002
// MILP solution norm |x| (Total, Max) 1.48220e+004 2.06738e+003
// MILP solution error (Ax=b) (Total, Max) 1.63276e-010 7.27596e-012
// MILP x bound error (Total, Max) 0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP x integrality error (Total, Max) 0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP slack bound error (Total, Max) 3.39071e-011 1.00044e-011
```

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

[illegible]

La solución obtenida por CPLEX es óptima, con un valor de la función objetivo de 403.74, lo que significa que el valor del CVaR en la solución óptima es de -403.74 €. De nuevo debe recordarse que al ser negativo el valor del CVaR en realidad no se trataría de una pérdida media sino de un beneficio medio. La media del beneficio de los 15 peores escenarios es de 509.12 €, como se mostrará gráficamente más adelante.

El valor del VaR de la solución óptima es de -708.99 €. Al igual que el CVaR, esta variable está definida como una pérdida, por lo que su valor negativo indica que no se produce tal pérdida, sino que en el 15% de los casos el beneficio será inferior a los 708.99 €. El valor del beneficio medio esperado es de 2067 €, por lo que aumentar el grado de aversión al riesgo ha producido una pérdida de cerca de 500 € del beneficio medio esperado para el agente.

Comparar el VaR y el CVaR con respecto a los mostrados en el apartado anterior no es posible, ya que estos fueron obtenidos para un nivel de confianza de 0.80. Sin embargo sí que sería posible preguntarse qué VaR y qué CVaR se obtendría en el anterior programa de la central con nivel de confianza 0.85 (análogamente podrían calcularse el VaR y el CVaR para un nivel de confianza de 0.80 en este mismo programa).

De la Figura 126 pueden deducirse los siguientes valores: VaR ($\beta=0.85$)= -1014.3 €, CVaR ($\beta=0.85$)= -340.62 €. A pesar de que el VaR ($\beta=0.85$) en este nuevo programa óptimo ha aumentado poco más de 300 €, el CVaR, objeto de la optimización, se ha visto reducido en unos 63 €. Esto significa que para un decisor que elija un grado de aversión al riesgo de $\beta=0.85$ este segundo programa será mejor en lo que al CVaR se refiere, ya que el beneficio medio de los 15 peores escenarios será de 403.74 € frente a los 340.62 € que obtendría con el anterior programa. Este es el mejor programa que puede obtener para un nivel de confianza de 0.85.

En la siguiente figura puede observarse el beneficio obtenido en cada uno de los escenarios de precio con la solución obtenida:

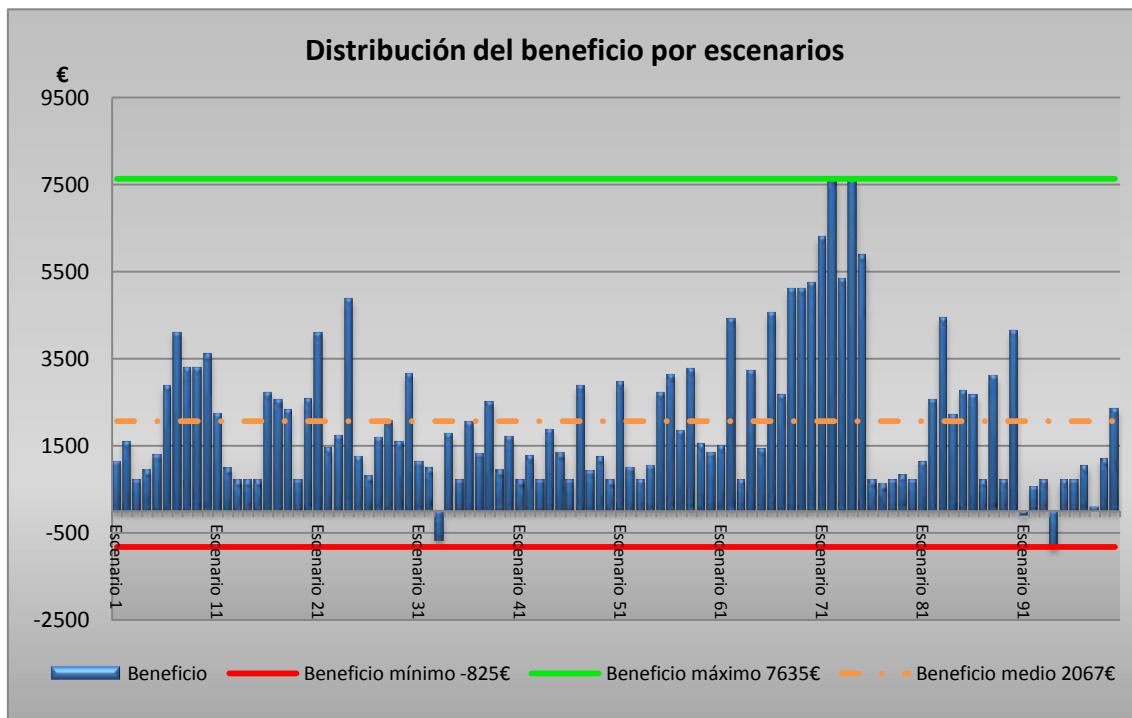


Figura 138: Distribución del beneficio por escenarios.

La distribución del beneficio por escenarios es muy similar a la del anterior programa, aunque ligeramente más baja. En este programa solo hay tres escenarios que proporcionarían pérdidas al agente, y además el peor de los escenarios produce menores pérdidas que el peor escenario del programa anterior.

En la siguiente figura se muestra un diagrama de frecuencias del beneficio obtenido en los 100 escenarios:

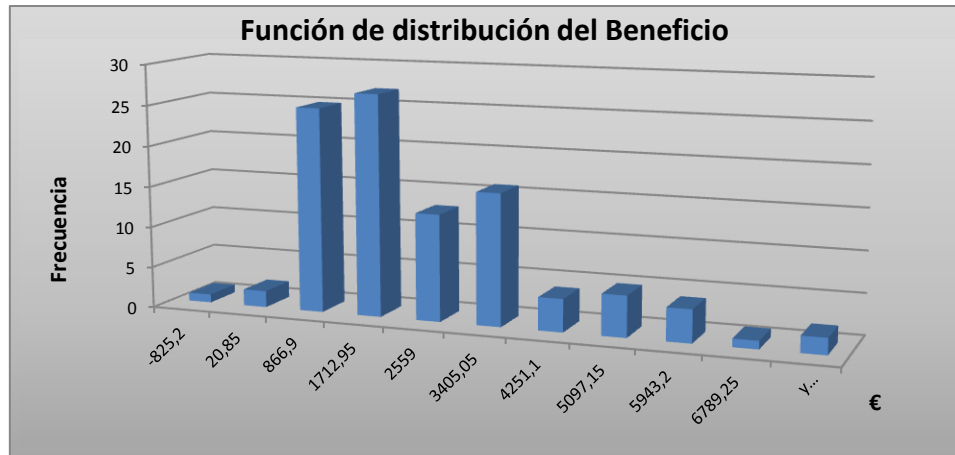


Figura 139: Diagrama de frecuencias del beneficio.

Puede observarse que la mayor parte de los escenarios reportarían un beneficio entre 20.85 € y 3405,05 €. En los datos puede comprobarse que en el 15º escenario se obtiene un beneficio de 708.9 €, coincidiendo con el VaR, y la media de estos 15 peores escenarios que quedan en la cola es de 403.7 €, coincidiendo con el CVaR. Además como mostraba el vector z de la solución, existen 6 valores distintos a la izquierda del VaR, aquellos cuya z es distinta de cero.

A continuación se van a desglosar con mayor detalle el resto de resultados de la solución óptima:

En la siguiente tabla se muestra todas las compras y ventas realizadas en el Mercado Diario e Intradía:

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	0	-13,593	17,717	0	0	13,593	17,717	0
H2	100	0	0	-100	0	0	0	0
H3	65,625	-120	0	-65,625	0	120	0	0
H4	0	-26,482	0	0	-3,5179	0	0	-30
H5	0	-120	0	0	0	0	0	-120
H6	100	-100,04	0	-100	0	40,039	0	-60
H7	0	-11,059	0	0	0	11,059	0	0
H8	79,509	0	0	-79,509	0	0	0	0
H9	0	-79,857	0	0	0	79,857	0	0
H10	94,809	0	0	-94,809	0	0	0	0
H11	74,103	-120	15,496	0	0	120	89,599	0
H12	100	-84,985	0	-100	0	84,985	0	0
H13	30,551	0	0	-30,551	0	0	0	0
H14	65,58	-120	0	-65,58	0	120	0	0
H15	0	-120	0	0	0	120	0	0
H16	100	0	0	-100	0	0	0	0
H17	100	0	0	-100	0	0	0	0
H18	0	-120	0	0	0	120	0	0
H19	38,326	0	0	-38,326	0	0	0	0
H20	0	-5,353	0	0	0	5,353	0	0
H21	90,136	0	0	-90,136	0	0	0	0
H22	28,823	0	38,861	0	0	0	67,685	0
H23	0	-120	0	0	0	120	0	0
H24	76,535	0	0	-76,535	0	0	0	0

Tabla 42: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

Se trata de una solución muy similar a la mostrada para $\beta=0.80$. En ella pueden encontrarse el mismo tipo de transacciones y en las mismas horas, variando ligeramente la energía comprada y vendida. Las transacciones físicas se han visto reducidas en unos 50 MW de generación y 60 MW de bombeo. Las horas en que se realizan estas transacciones físicas coinciden con las horas en que se realizaban en los modelos en los modelos de solución única y de solución múltiple.

En las siguientes figuras se muestran resumidas las transacciones físicas y financieras realizadas en este escenario:

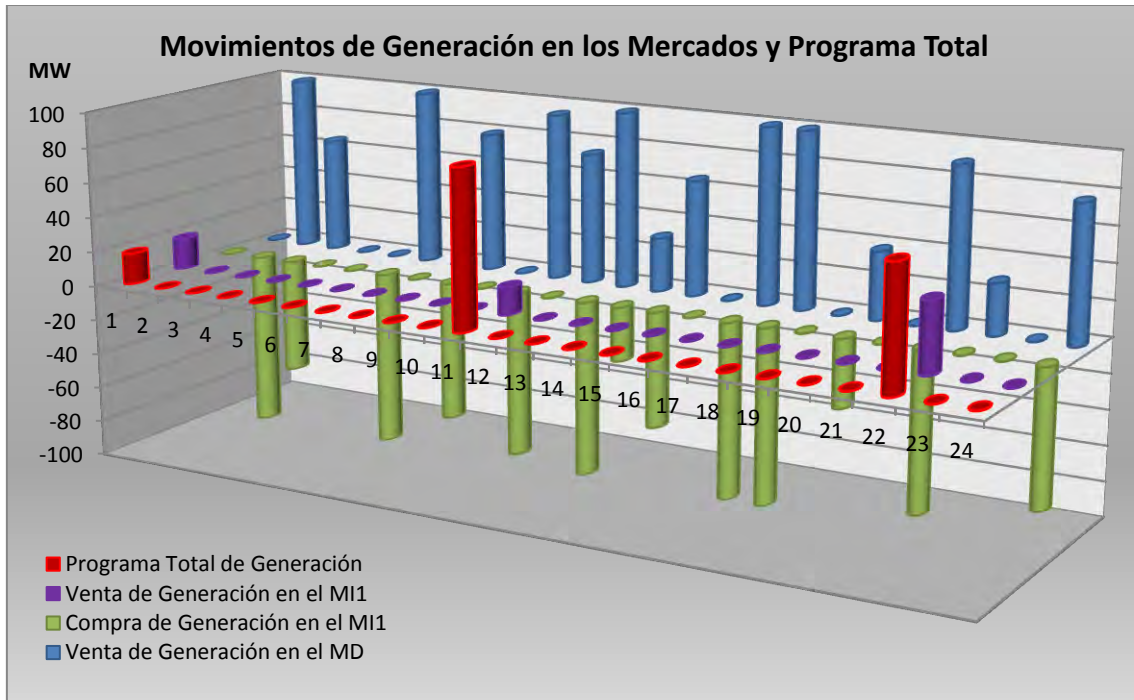


Figura 140: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

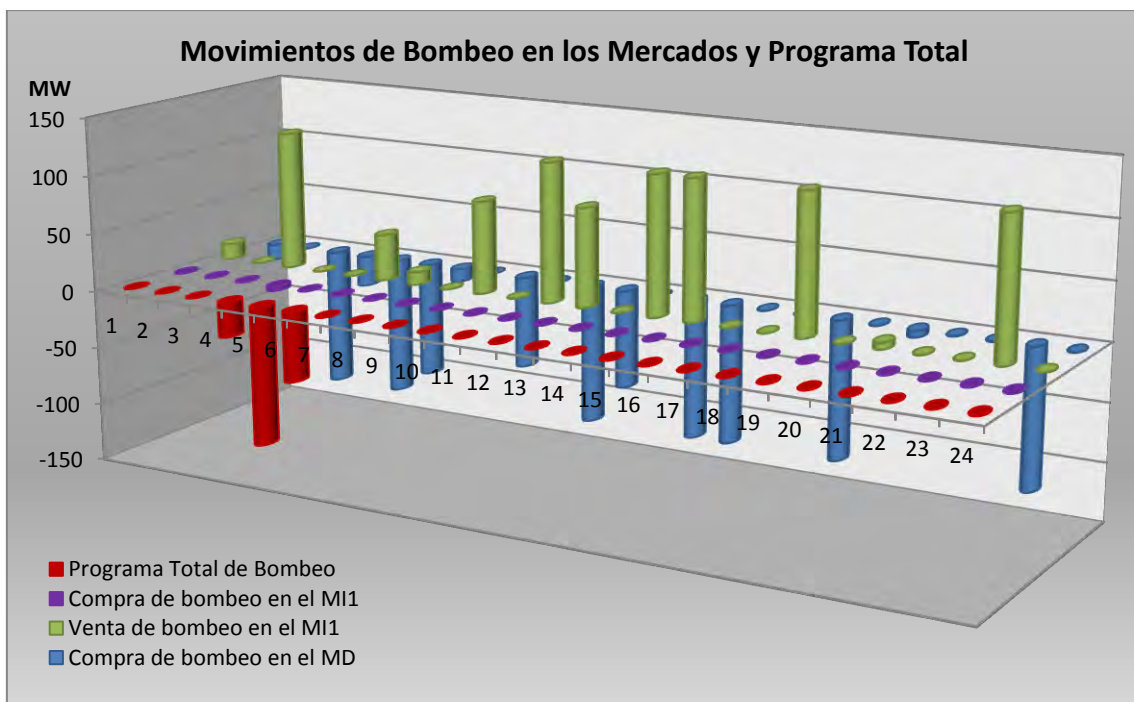


Figura 141: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

En la siguiente tabla se muestra el reparto de la energía por grupos en la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	17,717	0	0	0	0	0	0	0	17,717
H2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H4	0	0	0	0	-30	0	0	0	-30
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	-30	-30	0	0	-60
H7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H11	25	14,599	25	25	0	0	0	0	89,599
H12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H22	0	25	25	17,685	0	0	0	0	67,685
H23	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 43: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

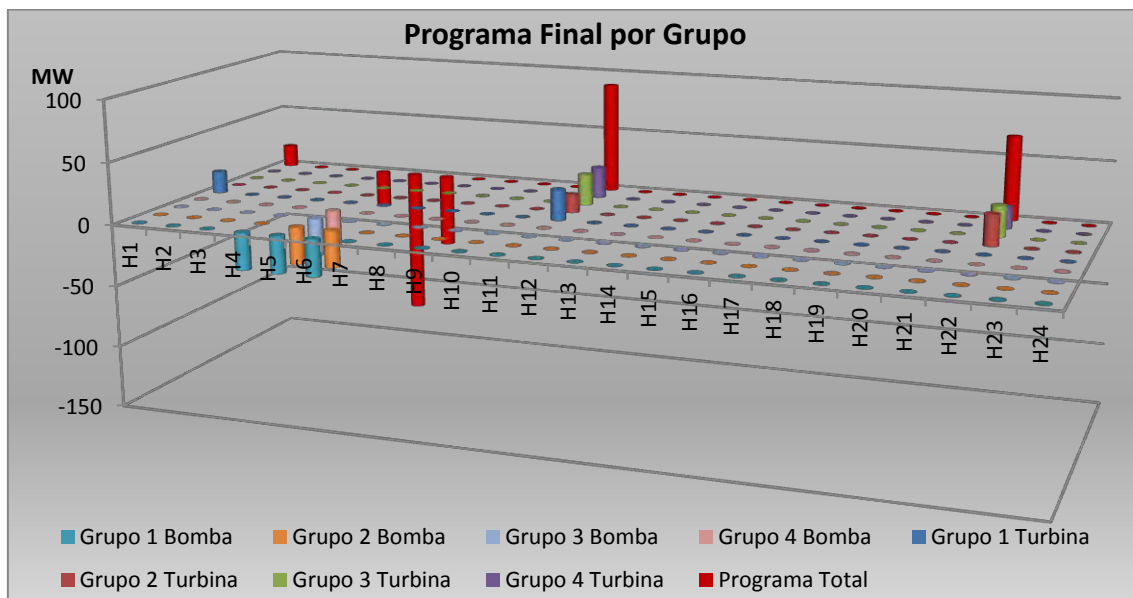


Figura 142: Reparto de la energía por grupos.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	29,702	50,298	H13	31,137	48,863
H2	29,702	50,298	H14	31,137	48,863
H3	29,702	50,298	H15	31,137	48,863
H4	30,122	49,878	H16	31,137	48,863
H5	31,802	48,198	H17	31,137	48,863
H6	32,642	47,358	H18	31,137	48,863
H7	32,642	47,358	H19	31,137	48,863
H8	32,642	47,358	H20	31,137	48,863
H9	32,642	47,358	H21	31,137	48,863
H10	32,642	47,358	H22	30	50
H11	31,137	48,863	H23	30	50
H12	31,137	48,863	H24	30	50

Tabla 44: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

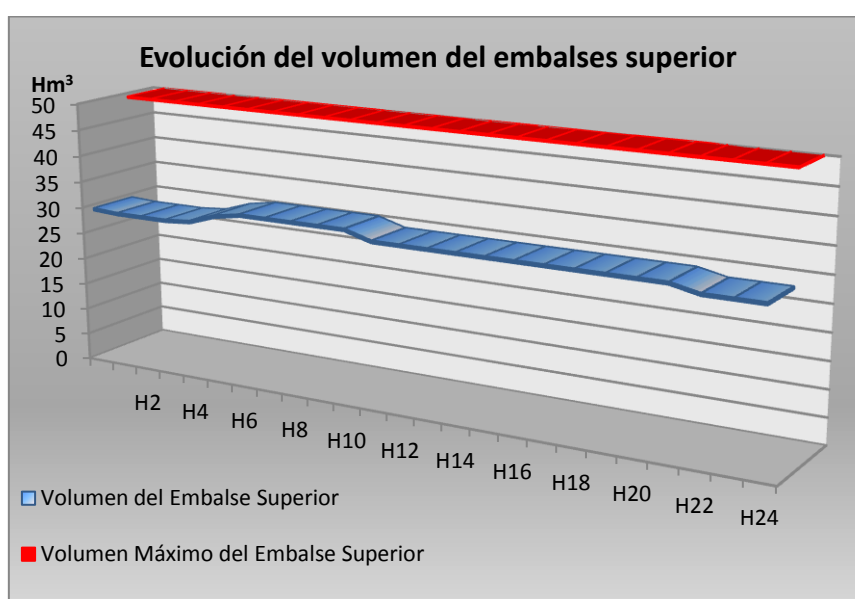


Figura 143: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

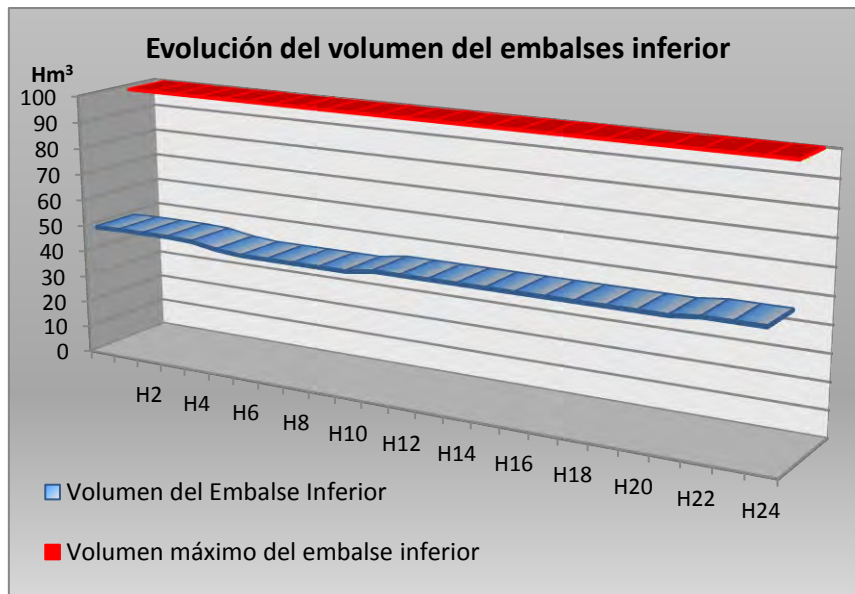


Figura 144: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

- Nivel de confianza $\beta=0.90$.

El resultado en pantalla obtenido en CPLEX es el siguiente:

[illegible]

```

y1 = [0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y2 = [0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y3 = [0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y4 = [0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z1 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0];
z2 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z3 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0];
z4 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0];

vi = [50.261 50.261 50.261 50.261 48.581 47.741 47.741 47.741 47.741 47.741
      49.155 49.155 49.155 49.155 49.155 49.155 49.155 49.155 49.155 49.155
      49.155 50 50 50];
vs = [29.739 29.739 29.739 29.739 31.419 32.259 32.259 32.259 32.259 32.259
      30.845 30.845 30.845 30.845 30.845 30.845 30.845 30.845 30.845 30.845
      30.845 30 30 30];

C = [15.506 0 0 0 -120 -60 0 0 0 0 84.222 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 50.272 0 0];

Bfo = 1750.2;

```

La solución obtenida por CPLEX es óptima, con un valor de la función objetivo de 314.05, lo que significa que el valor del CVaR en la solución óptima es de -314.05 €. De nuevo debe recordarse que al ser negativo el valor del CVaR en realidad no se trataría de una pérdida media sino de un beneficio medio. La media del beneficio de los 10 peores escenarios es de 314.05 €, como se mostrará gráficamente más adelante.

El valor del VaR de la solución óptima es de -517.23 €. Al igual que el CVaR, esta variable está definida como una pérdida, por lo que su valor negativo indica que no se produce tal pérdida, sino que en el 10% de los casos el beneficio será inferior a los 517.23 €. El valor del beneficio medio esperado es de 1750.2 €, por lo que aumentar el grado de aversión al riesgo otro 5% ha producido una pérdida de 317.2 € del beneficio medio esperado para el agente.

Comparar el VaR y el CVaR con respecto a los mostrados en los apartados anteriores no es posible, ya que estos fueron obtenidos para distintos niveles de confianza. Sin embargo sí que sería posible preguntarse qué VaR y qué CVaR se obtendría en los anteriores programas de la central con nivel de confianza 0.90 (análogamente podrían calcularse el VaR y el CVaR para un nivel de confianza de 0.80 y 0.85 en este mismo programa).

De la Figura 126 pueden deducirse los siguientes valores: VaR ($\beta=0.90$)= -741.1 €, CVaR ($\beta=0.90$)= -46.76 €. Y de la Figura 133 pueden deducirse los siguientes valores: VaR ($\beta=0.90$)= -708.99 €, CVaR ($\beta=0.90$)= -251.06 €. A pesar de que el VaR ($\beta=0.90$) en este nuevo programa óptimo ha aumentado respecto a los anteriores, el CVaR, objeto de la optimización, se ha visto reducido en unos 267 € y 63 € respectivamente. Esto significa que para un decisor que elija un grado de aversión al riesgo de $\beta=0.90$ este tercer programa será mejor en lo que al CVaR se refiere, ya que el beneficio medio de los 10 peores escenarios será de 304.05 € frente a los 46.76 € o los 251.06 € que obtendría con los anteriores programas. Este es el mejor programa que puede obtener para un nivel de confianza de 0.90.

En la siguiente figura puede observarse el beneficio obtenido en cada uno de los escenarios de precio con la solución obtenida:

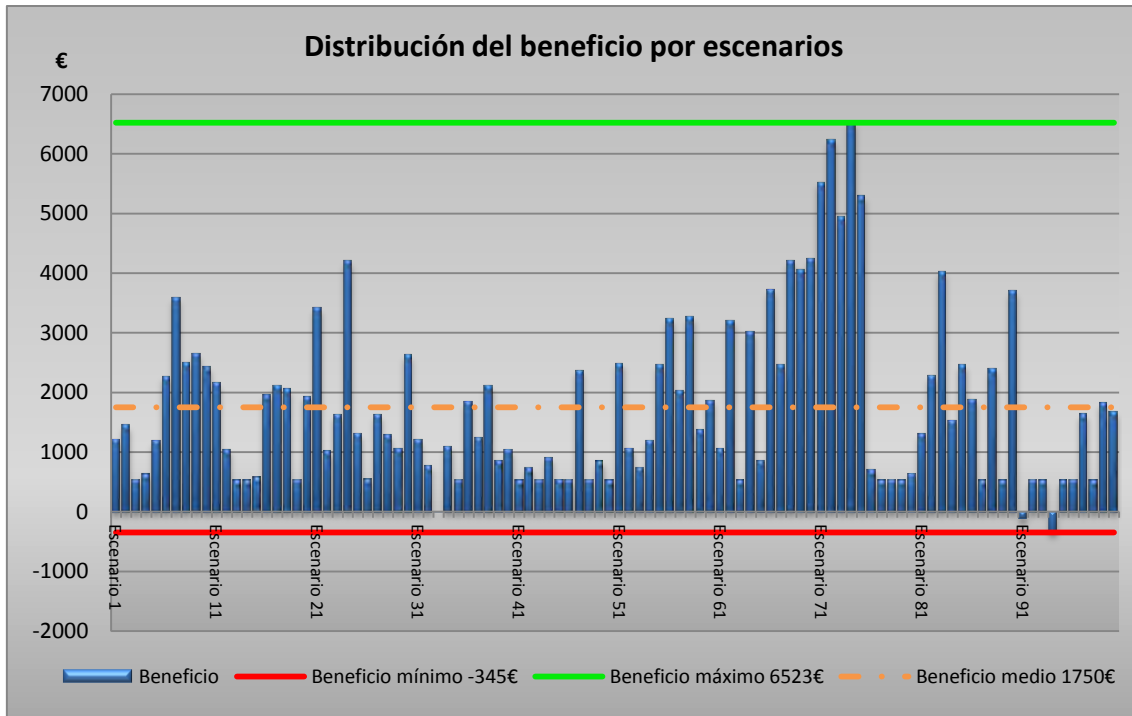


Figura 145: Distribución del beneficio por escenarios.

La distribución del beneficio por escenarios es muy similar a la del anterior programa, aunque ligeramente más baja. En este programa solo hay tres escenarios que proporcionarían pérdidas al agente, y además el peor de los escenarios produce menores pérdidas que el peor escenario del programa anterior.

En la siguiente figura se muestra un diagrama de frecuencias del beneficio obtenido en los 100 escenarios:

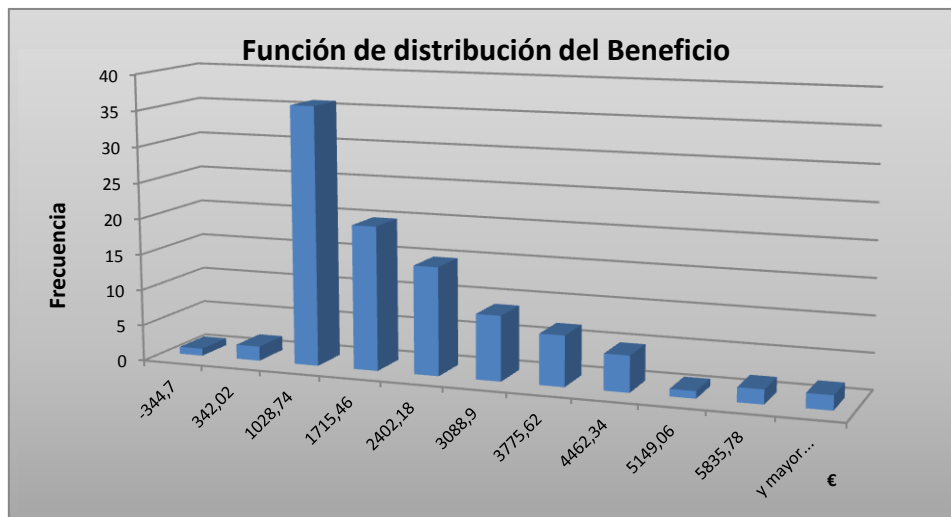


Figura 146: Diagrama de frecuencias del beneficio.

La figura muestra como la mayor parte de los escenarios reportarían un beneficio entre 342.02 € y 3775.62 €. Analizando los valores numéricos puede comprobarse que en el 10º escenario se obtiene un beneficio de 517.3 €, coincidiendo con el VaR, y la media de estos 10 peores escenarios que quedan en la cola es de 314.02 €, coincidiendo con el CVaR. Además como

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

mostraba el vector z de la solución, existen 3 valores distintos a la izquierda del VaR, aquellos cuya z es distinta de cero, además de otros 7 escenarios que coinciden con el valor del VaR.

A continuación se van a desglosar con mayor detalle el resto de resultados de la solución óptima:

En la siguiente tabla se muestra todas las compras y ventas realizadas en el Mercado Diario e Intradía:

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Generación en el MI 1 (MW)	Compra de Bombeo en el MI 1 (MW)	Venta de Bombeo en el MI 1 (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	0	-15,394	15,506	0	0	15,394	15,506	0
H2	100	0	0	-100	0	0	0	0
H3	44,078	-120	0	-44,078	0	120	0	0
H4	100	-96,118	0	-100	0	96,118	0	0
H5	4,8655	-120	0	-4,8655	0	0	0	-120
H6	0	-7,4597	0	0	52,54	0	0	-60
H7	100	-109,14	0	-100	0	109,14	0	0
H8	29,157	0	0	-29,157	0	0	0	0
H9	0	-30,49	0	0	0	30,49	0	0
H10	100	-52,672	0	-100	0	52,672	0	0
H11	100	-86,354	0	-15,778	0	86,354	84,222	0
H12	0	-16,366	0	0	0	16,366	0	0
H13	100	0	0	-100	0	0	0	0
H14	0	-120	0	0	0	120	0	0
H15	24,261	-120	0	-24,261	0	120	0	0
H16	100	0	0	-100	0	0	0	0
H17	100	0	0	-100	0	0	0	0
H18	0	-120	0	0	0	120	0	0
H19	69,974	0	0	-69,974	0	0	0	0
H20	83,304	-120	0	-83,304	0	120	0	0
H21	76,078	0	0	-76,078	0	0	0	0
H22	31,943	0	18,33	0	0	0	50,272	0
H23	0	-120	0	0	0	120	0	0
H24	100	-22,674	0	-100	0	22,674	0	0

Tabla 45: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

Se trata de una solución muy similar a la mostrada para $\beta=0.80$ y $\beta=0.85$. En ella pueden encontrarse el mismo tipo de transacciones y en las mismas horas, variando ligeramente la energía comprada y vendida. Las transacciones físicas se han visto aún más reducidas en unos 25 MW de generación y 30 MW de bombeo, es decir, una hora menos de funcionamiento de un grupo. Se ha eliminado el bombeo de la hora H4, que ya se vio reducido en el programa para $\beta=0.85$ respecto a $\beta=0.80$. Las horas de generación permanecen iguales, reduciendo la venta en las tres horas casi por igual.

En las siguientes figuras se muestran resumidas las transacciones físicas y financieras realizadas en este escenario:

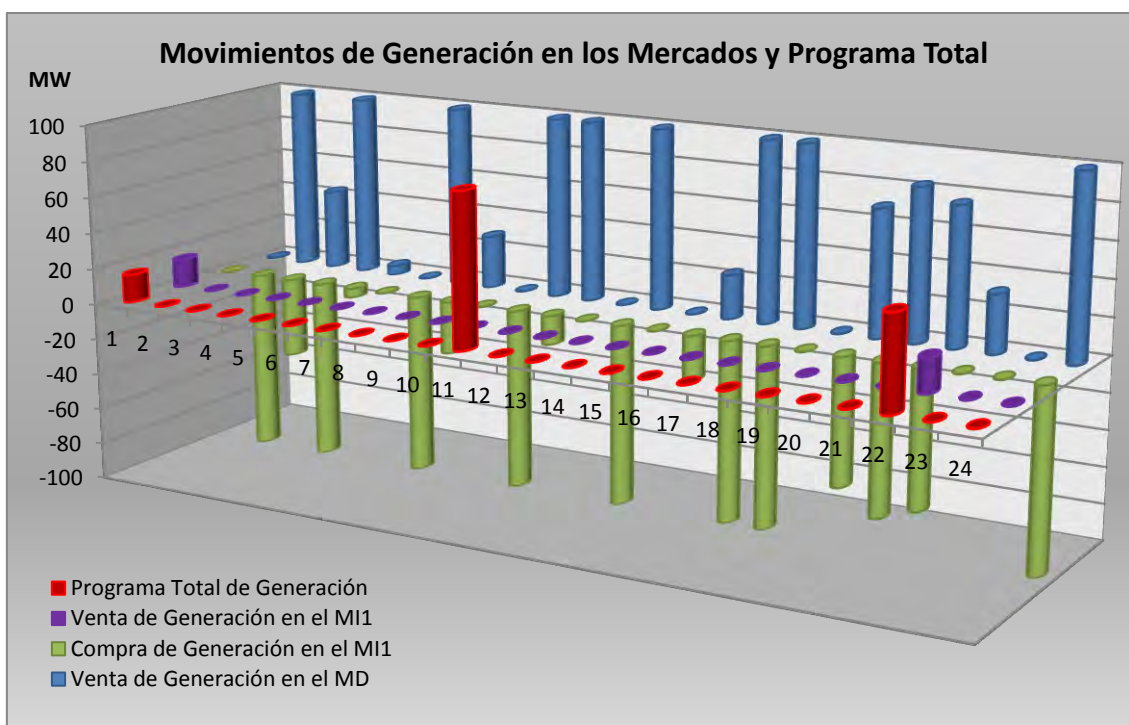


Figura 147: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

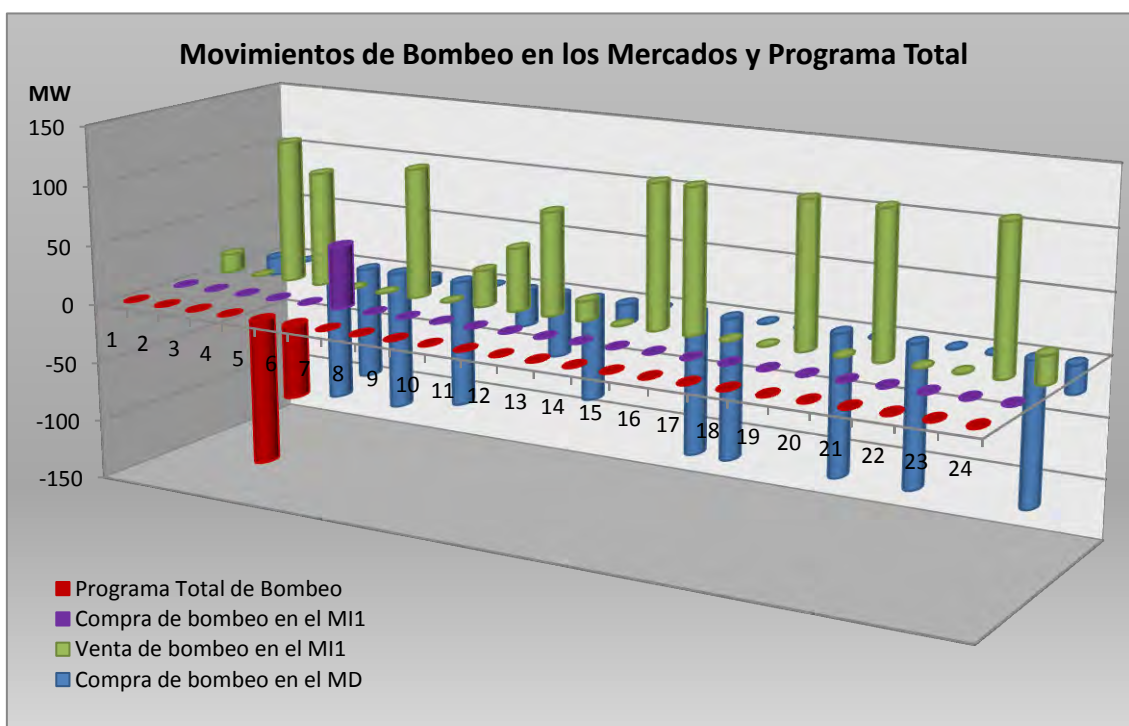


Figura 148: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

En la siguiente tabla se muestra el reparto de la energía por grupos en la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	15,506	0	0	0	0	0	0	0	15,506
H2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	0	-30	0	-30	-60
H7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H11	24,222	25	25	10	0	0	0	0	84,222
H12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H22	10	0	15,272	25	0	0	0	0	50,272
H23	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 46: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

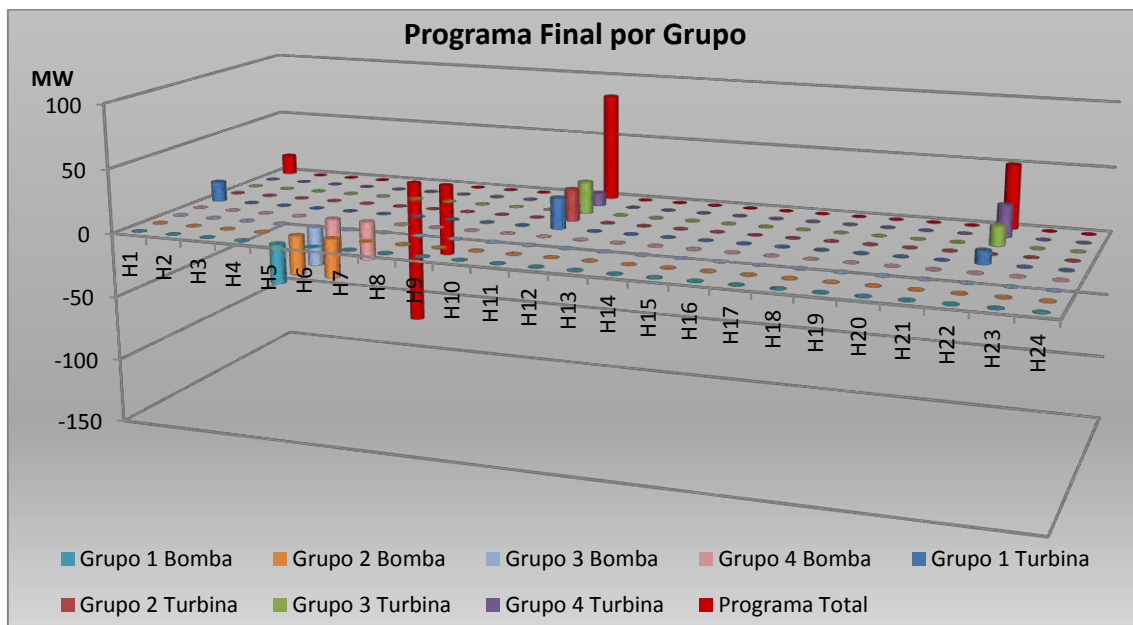


Figura 149: Reparto de la energía por grupos.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	29,739	50,261	H13	30,845	49,155
H2	29,739	50,261	H14	30,845	49,155
H3	29,739	50,261	H15	30,845	49,155
H4	29,739	50,261	H16	30,845	49,155
H5	31,419	48,581	H17	30,845	49,155
H6	32,259	47,741	H18	30,845	49,155
H7	32,259	47,741	H19	30,845	49,155
H8	32,259	47,741	H20	30,845	49,155
H9	32,259	47,741	H21	30,845	49,155
H10	32,259	47,741	H22	30	50
H11	30,845	49,155	H23	30	50
H12	30,845	49,155	H24	30	50

Tabla 47: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

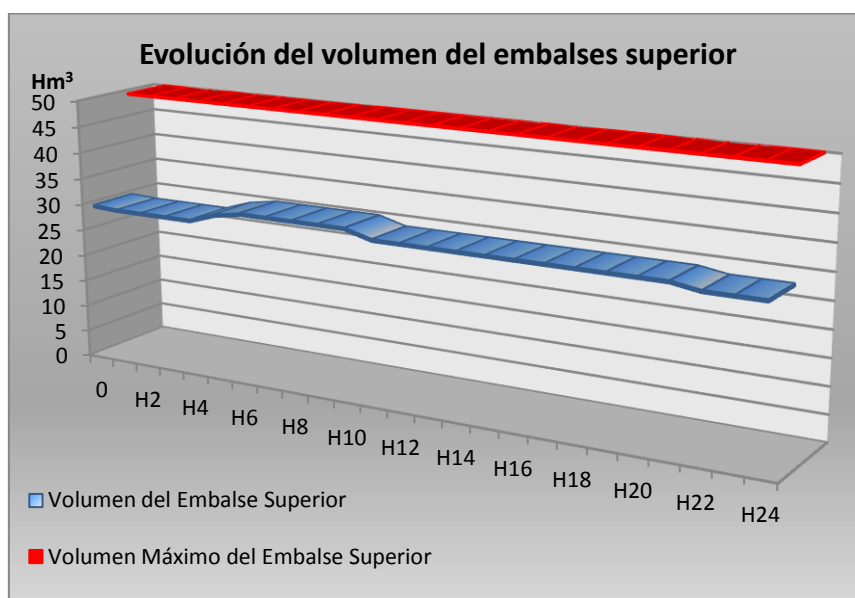


Figura 150: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

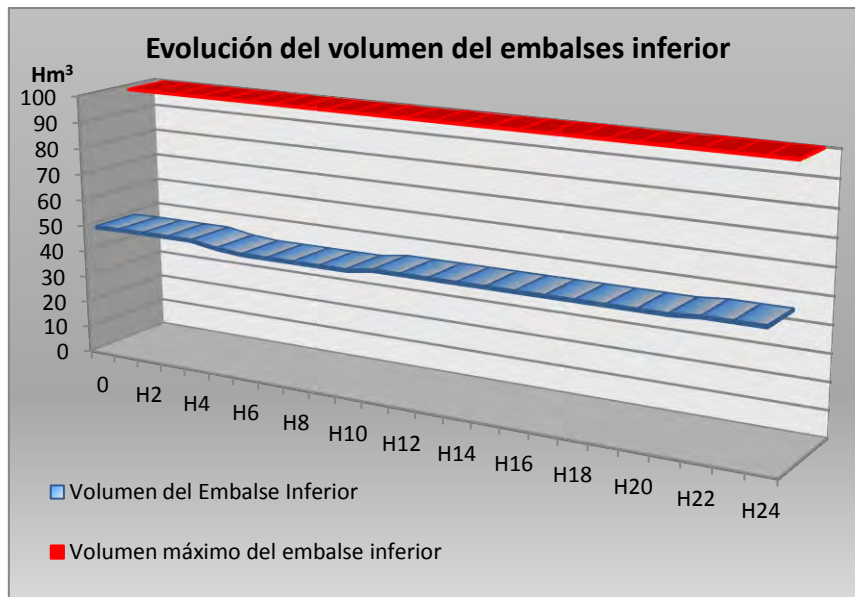


Figura 151: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

- Nivel de confianza $\beta=0.95$.

El resultado en pantalla obtenido en CPLEX es el siguiente:

```
// solution (optimal) with objective 274.326870333074
// Quality Incumbent solution:
// MILP objective                                2.7432687033e+002
// MILP solution norm |x| (Total, Max)          9.09821e+003 1.27500e+003
// MILP solution error (Ax=b) (Total, Max)      1.37768e-010 4.32010e-012
// MILP x bound error (Total, Max)              1.00000e-009 1.00000e-009
// MILP x integrality error (Total, Max)        0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP slack bound error (Total, Max)          4.96456e-011 8.64020e-012
//

a = -274.33;
z = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
     0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
     0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

TD = [5.0461 48.279 47.829 100 30.164 9.4594 12.227 -1e-9 84.995 47.239 100
      0 100 0 60.53 72.955 78.353 0 100 85.54 100 100 0 100];
BD = [0 0 120 89.392 120 0 0 0.25447 120 0 50.5 29.38 0 120 120 0 0 120 7.8653
      120 64.913 63.784 106.76 41.743];
TVI = [12.23 0 0 0 0 0 0 1e-9 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
TCI = [0 48.279 47.829 100 30.164 9.4594 12.227 0 84.995 47.239 44.998 0 100
      0 60.53 72.955 78.353 0 100 85.54 100 72.278 0 100];
BCI = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
BVI = [0 0 120 89.392 0 0 0 0.25447 120 0 50.5 29.38 0 120 120 0 0 120 7.8653
      120 64.913 63.784 106.76 41.743];

T = [17.276 0 0 0 0 0 0 0 0 0 55.002 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 27.722 0 0];
B = [0 0 0 0 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

T1 = [17.276 0 0 0 0 0 0 0 0 0 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 10 0 0];
T2 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 20.002 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 17.722 0 0];
T3 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
T4 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B1 = [0 0 0 0 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B2 = [0 0 0 0 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B3 = [0 0 0 0 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
B4 = [0 0 0 0 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
```

```

y1 = [0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y2 = [0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y3 = [0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
y4 = [0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z1 = [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0];
z2 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0];
z3 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
z4 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

vi = [50.29 50.29 50.29 50.29 48.61 48.61 48.61 48.61 48.61 48.61 49.534
      49.534 49.534 49.534 49.534 49.534 49.534 49.534 49.534 49.534 49.534
      50 50 50];
vs = [29.71 29.71 29.71 29.71 31.39 31.39 31.39 31.39 31.39 31.39 31.39 30.466
      30.466 30.466 30.466 30.466 30.466 30.466 30.466 30.466 30.466 30.466
      30 30 30];

C = [17.276 0 0 0 -120 0 0 0 0 0 55.002 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 27.722 0 0];

Bfo = 1275;

```

La solución obtenida por CPLEX es óptima, con un valor de la función objetivo de 274.33, lo que significa que el valor del CVaR en la solución óptima es de -274.33 €. De nuevo debe recordarse que al ser negativo el valor del CVaR en realidad no se trataría de una pérdida media sino de un beneficio medio. La media del beneficio de los 5 peores escenarios es de 274.33 €, como se mostrará gráficamente más adelante.

El valor del VaR de la solución óptima es de -274.33 €. Al igual que el CVaR, esta variable está definida como una pérdida, por lo que su valor negativo indica que no se produce tal pérdida, sino que en el 5% de los casos el beneficio será inferior a los 274.33 €. En este caso el VaR y el CVaR coinciden ya que como se mostrará más adelante en el diagrama de frecuencias del beneficio los últimos 5 escenarios producirían el mismo beneficio.

El valor del beneficio medio esperado es de 1275 €, por lo que aumentar el grado de aversión al riesgo otro 5% ha producido una pérdida de 475 € del beneficio medio esperado para el agente.

Comparar el VaR y el CVaR con respecto a los mostrados en los apartados anteriores no es posible, ya que estos fueron obtenidos para distintos niveles de confianza. Sin embargo sí que sería posible preguntarse qué VaR y qué CVaR se obtendría en los anteriores programas de la central con nivel de confianza 0.95 (análogamente podrían calcularse el VaR y el CVaR para un nivel de confianza de 0.80, 0.85 y 0.90 en este mismo programa).

De la Figura 126 pueden deducirse los siguientes valores: VaR ($\beta=0.95$)= 81 €, CVaR ($\beta=0.95$)= 457.06 €. En el siguiente programa, de la Figura 133 pueden deducirse los siguientes valores: VaR ($\beta=0.95$)= -561.4 €, CVaR ($\beta=0.95$)= 191.3 €. Y de la Figura 140 pueden deducirse los siguientes valores: VaR ($\beta=0.95$)= -517.2 €, CVaR ($\beta=0.95$)= -110.89 €. A pesar de que el VaR ($\beta=0.95$) más bajo se obtendría con el programa calculado para optimizar con $\beta=0.85$, el CVaR, objeto de la optimización, se ha visto reducido con este nuevo programa en unos 731 €, 465 € y 163 € respectivamente. Esto significa que para un decisor que elija un grado de aversión al riesgo de $\beta=0.95$ este cuarto programa será mejor en lo que al CVaR se refiere, ya que el beneficio medio de los 5 peores escenarios será de 274.3 € frente a los 110 € o las pérdidas de 191 € o 457 € que obtendría con los anteriores programas. Este es el mejor programa que puede obtener para un nivel de confianza de 0.95.

En la siguiente figura puede observarse el beneficio obtenido en cada uno de los escenarios de precio con la solución obtenida:

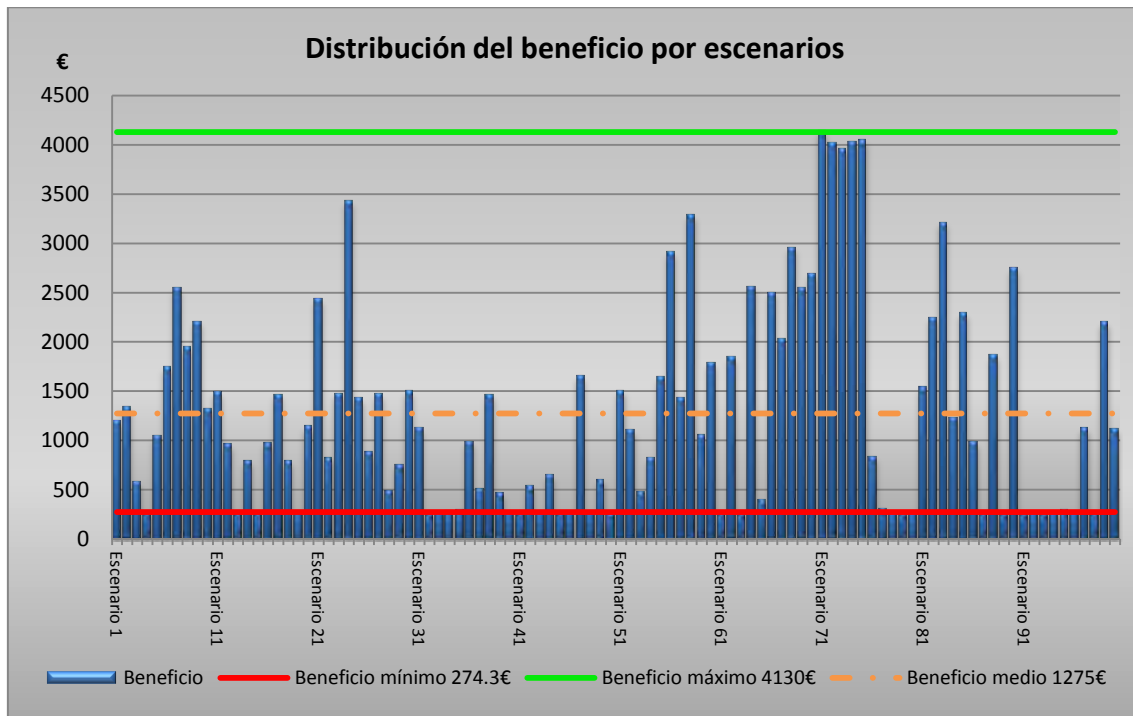


Figura 152: Distribución del beneficio por escenarios.

La distribución del beneficio por escenarios es muy similar a la del anterior programa, aunque ligeramente más baja. Sin embargo en este programa ya no hay escenarios que porporcionen pérdidas al agente. El peor de los escenarios produce un beneficio de 274.3 €.

En la siguiente figura se muestra un diagrama de frecuencias del beneficio obtenido en los 100 escenarios:

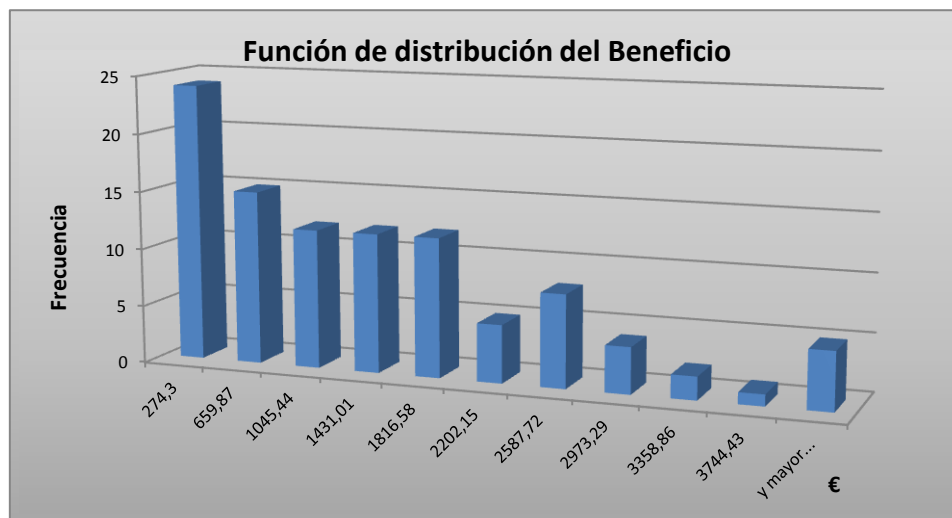


Figura 153: Diagrama de frecuencias del beneficio.

La figura muestra como la mayor parte de los escenarios reportaría un beneficio entre los 274.3 € (el beneficio mínimo) y los 1816.58 €. Analizando los datos puede comprobarse que en el 5º

escenario se obtiene un beneficio de 274.3 €, coincidiendo con el VaR, y la media de estos 5 peores escenarios que quedan en la cola también es de 274.3 €, coincidiendo con el CVaR. Existen 24 escenarios que proporcionarían el mismo beneficio de 274.3 €, haciendo que el VaR y el CVaR sean iguales como se comentó anteriormente. Además como mostraba el vector z de la solución, no existen valores distintos a la izquierda del VaR, ya que todos los valores de z son ceros.

A continuación se van a desglosar con mayor detalle el resto de resultados de la solución óptima:

En la siguiente tabla se muestra todas las compras y ventas realizadas en el Mercado Diario e Intradía:

	Venta de Generación en el MD (MW)	Compra de Bombeo en el MD (MW)	Venta de Generación en el MI I (MW)	Compra de Generación en el MI I (MW)	Compra de Bombeo en el MI I (MW)	Venta de Bombeo en el MI I (MW)	Programa Total de Generación (MW)	Programa total de bombeo (MW)
H1	100	-94,954	0	-82,724	0	94,954	17,276	0
H2	48,279	0	0	-48,279	0	0	0	0
H3	47,829	-120	0	-47,829	0	120	0	0
H4	10,608	0	0	-10,608	0	0	0	0
H5	30,164	-120	0	-30,164	0	0	0	-120
H6	100	-90,541	0	-100	0	90,541	0	0
H7	12,227	0	0	-12,227	0	0	0	0
H8	0	-0,25447	0	0	0	0,25447	0	0
H9	0	-35,005	0	0	0	35,005	0	0
H10	47,239	0	0	-47,239	0	0	0	0
H11	100	-50,5	0	-44,998	0	50,5	55,002	0
H12	90,62	-120	0	-90,62	0	120	0	0
H13	100	0	0	-100	0	0	0	0
H14	0	-120	0	0	0	120	0	0
H15	60,53	-120	0	-60,53	0	120	0	0
H16	72,955	0	0	-72,955	0	0	0	0
H17	78,353	0	0	-78,353	0	0	0	0
H18	0	-120	0	0	0	120	0	0
H19	92,135	0	0	-92,135	0	0	0	0
H20	85,54	-120	0	-85,54	0	120	0	0
H21	100	-64,913	0	-100	0	64,913	0	0
H22	100	-63,784	0	-72,278	0	63,784	27,722	0
H23	13,239	-120	0	-13,239	0	120	0	0
H24	58,257	0	0	-58,257	0	0	0	0

Tabla 48: Compras y ventas de energía en el MD y el MI1.

Se trata de una solución muy similar a la mostrada para $\beta=0.80$, $\beta=0.85$ y $\beta=0.90$. En ella pueden encontrarse el mismo tipo de transacciones y en las mismas horas, variando ligeramente la energía comprada y vendida. Las transacciones físicas se han visto aún más reducidas en unos 50 MW de generación y 60 MW de bombeo, es decir, dos horas menos de funcionamiento de un grupo. Se ha eliminado el bombeo de la hora H6, y las horas de generación permanecen iguales, reduciendo la venta en las horas H11 y H22.

En las siguientes figuras se muestran resumidas las transacciones físicas y financieras realizadas en este escenario:

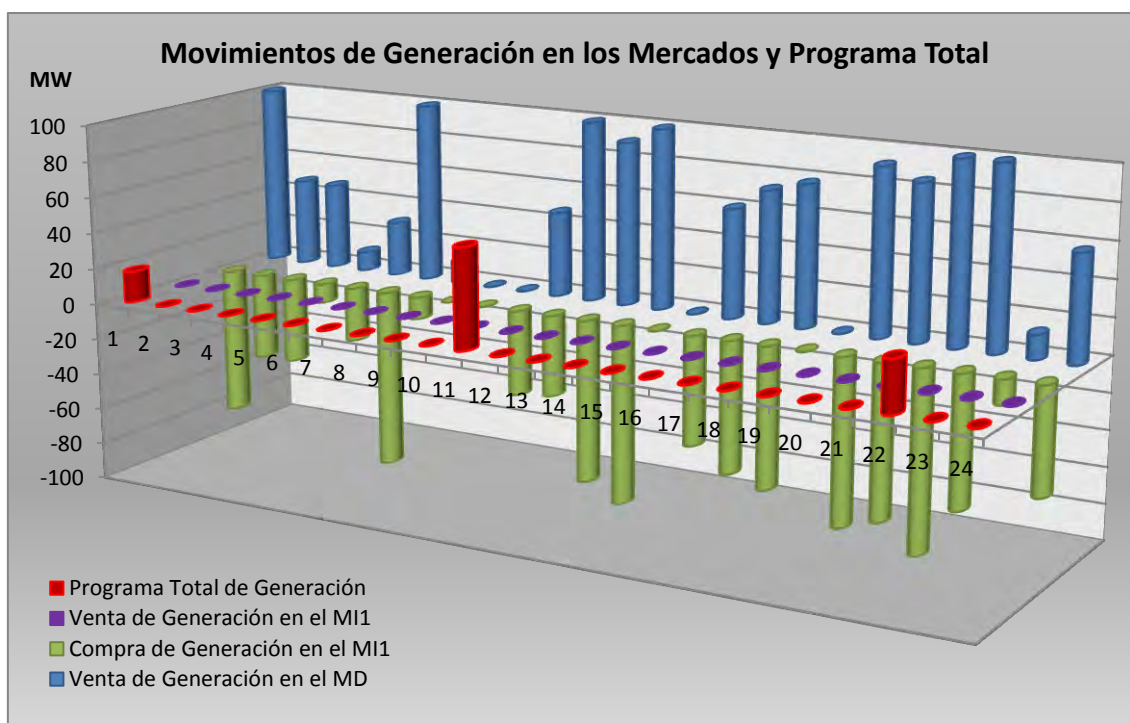


Figura 154: Movimientos de generación en los mercados y programa total.

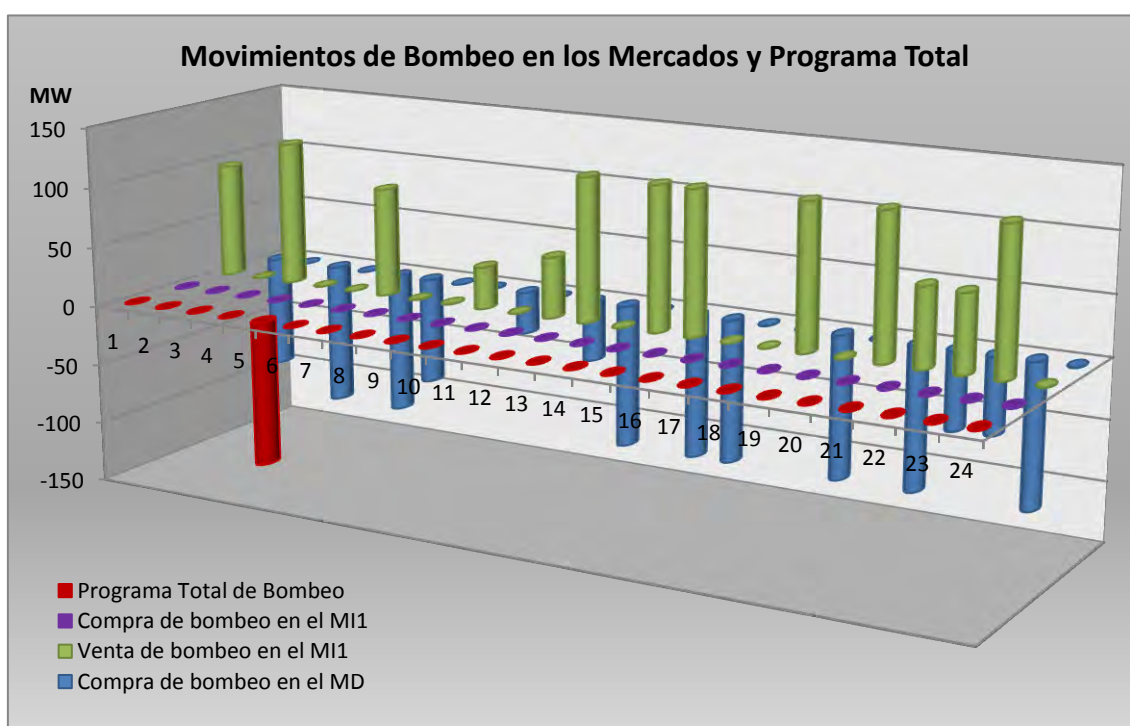


Figura 155: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total.

En la siguiente tabla se muestra el reparto de la energía por grupos en la solución óptima:

	Grupo 1 Turbina (MW)	Grupo 2 Turbina (MW)	Grupo 3 Turbina (MW)	Grupo 4 Turbina (MW)	Grupo 1 Bomba (MW)	Grupo 2 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Grupo 3 Bomba (MW)	Programa Total (MW)
H1	0	0	17,276	0	0	0	0	0	17,276
H2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H5	0	0	0	0	-30	-30	-30	-30	-120
H6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H11	0	20,002	25	10	0	0	0	0	55,002
H12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H22	10	17,722	0	0	0	0	0	0	27,722
H23	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 49: Reparto por grupos del programa total de la central.

En la siguiente figura se muestra gráficamente este reparto de la energía:

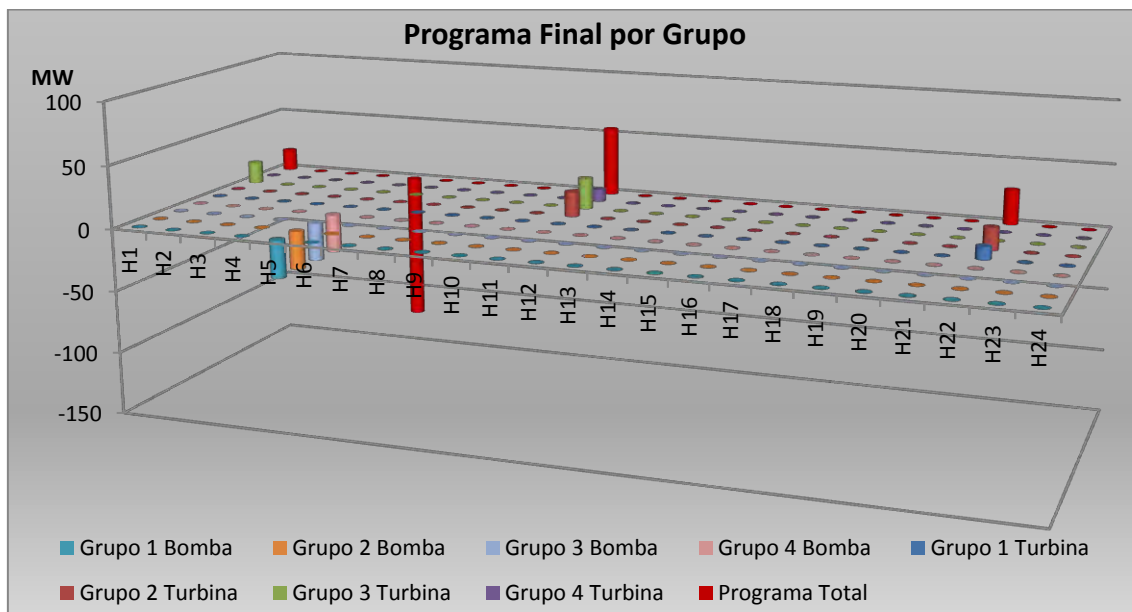


Figura 156: Reparto de la energía por grupos.

Por último, en la siguiente tabla se muestra la evolución del volumen de agua almacenado en cada embalse a lo largo de las 24 horas del horizonte de programación:

	Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)		Volumen del embalse superior (Hm ³)	Volumen del embalse inferior (Hm ³)
H1	29,71	50,29	H13	30,466	49,534
H2	29,71	50,29	H14	30,466	49,534
H3	29,71	50,29	H15	30,466	49,534
H4	29,71	50,29	H16	30,466	49,534
H5	31,39	48,61	H17	30,466	49,534
H6	31,39	48,61	H18	30,466	49,534
H7	31,39	48,61	H19	30,466	49,534
H8	31,39	48,61	H20	30,466	49,534
H9	31,39	48,61	H21	30,466	49,534
H10	31,39	48,61	H22	30	50
H11	30,466	49,534	H23	30	50
H12	30,466	49,534	H24	30	50

Tabla 50: Evolución del volumen de los embalses.

En las siguientes figuras se muestra gráficamente la información contenida en la tabla:

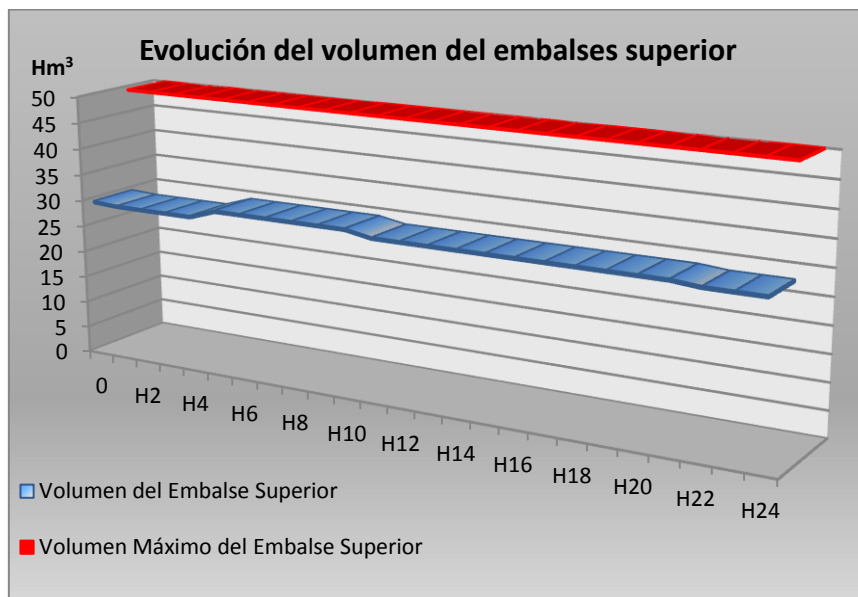


Figura 157: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo.

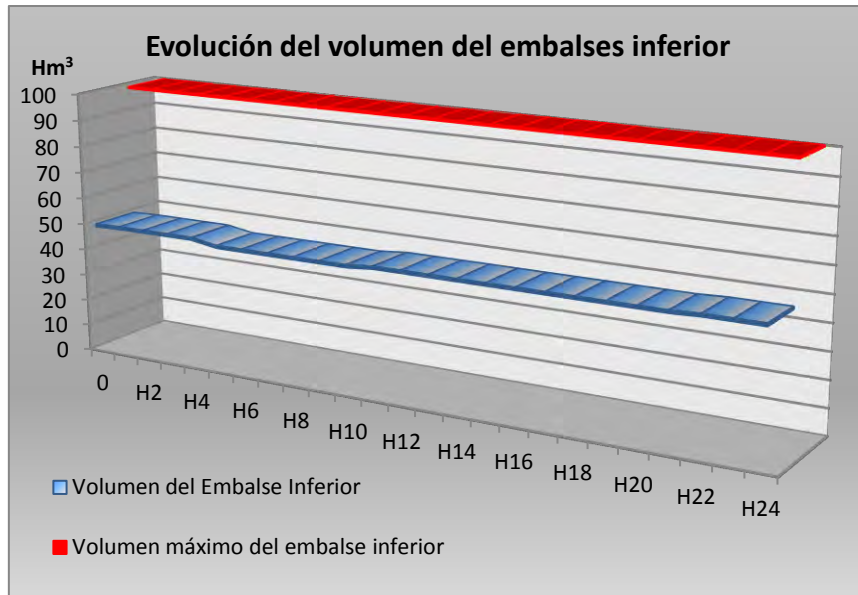


Figura 158: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo.

Por último cabe destacar que en la búsqueda de un programa óptimo que minimice el CVaR para un nivel de confianza $\beta=0.99$, el modelo devuelve una solución idéntica a la obtenida para $\beta=0.95$.

Como se mostró en la Figura 147, los 24 peores escenarios ofrecían el mismo beneficio, y por tanto todos los valores del vector z son ceros. No es posible encontrar una solución en la que el peor escenario de los 100 considerados obtenga un beneficio superior a 274.33 €, y por tanto esta misma solución es admitida como óptima para un nivel de confianza $\beta=0.99$. Como se verá en el siguiente apartado, al minimizar el CVaR para un nivel de confianza $\beta=0.95$ y para $\beta=0.99$ se obtiene la misma solución salvo que se exija un beneficio medio superior a una determinada cantidad. Para beneficios y riesgos bajos, la solución obtenida será la misma.

3.5.2. Análisis de las curvas de riesgo-beneficio.

La frontera eficiente, en términos del mundo de las carteras de inversión, es la curva del riesgo contra el beneficio que representa el conjunto de portafolios considerados como óptimos, es decir, aquellos portafolios que para un riesgo dado, se obtiene un máximo beneficio, o visto de manera similar, para un beneficio deseado, se obtiene un mínimo riesgo. Este es precisamente el concepto que Markowitz desarrolló en el año de 1952, cuyo trabajo, hoy día, aún tiene vigencia en el mundo de la teoría de las carteras de inversión. En terminología de H. Markowitz, se trata “del lugar geométrico del espacio media-varianza definido por aquellas carteras que para un riesgo dado le proporcionan al inversor un rendimiento máximo o, equivalentemente, para un rendimiento dado el riesgo que le deparan es mínimo”.

En la Frontera Eficiente, están situadas las mejores rentabilidades para un riesgo determinado, clasificadas de la forma que a mayor riesgo corresponda una mayor rentabilidad. Según el grado de aversión al riesgo, el inversor se situará de forma razonable en uno u otro punto de la línea de la frontera eficiente. Cualquier otro punto sería irracional. Como se puede apreciar en la siguiente figura, el riesgo es medido en el eje horizontal y el beneficio esperado en el eje vertical. Los puntos por debajo de la curva son distintas combinaciones de riesgo y beneficio esperados.

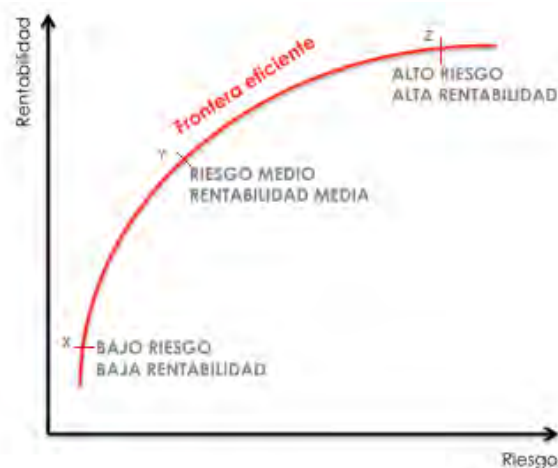


Figura 159: Ejemplo de curva de Riesgo-Beneficio.

La línea roja representa el conjunto de portafolios eficientes u óptimos. Cualquier portafolio situado por debajo y a la derecha de la Frontera Eficiente será ineficiente, ya que ofrece ganancias inferiores dado cada nivel de riesgo. Para el conjunto de portafolios eficientes, el inversor podrá escoger el portafolio que prefiera dado su apetito o grado de aversión al riesgo. Si el inversor quiere unos retornos esperados altos sin importar el nivel de riesgo que debe asumir, escogerá el portafolio (Z) en figura anterior. Si prefiere un nivel medio de riesgo escogerá el portafolio (Y), y si tiene aversión al riesgo al riesgo tendrá que escoger el portafolio (X).

Además como se indicó en el apartado anterior, en el problema de la programación de la central hidroeléctrica reversible es posible tomar diferentes medidas del riesgo en función del nivel de confianza que elija el agente, de forma que las curvas de riesgo-beneficio podrán adaptarse más a su grado de aversión al riesgo.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

Para la construcción de estas curvas se ha optimizado el valor del CVaR restringiendo el valor del beneficio por encima de una cantidad fija tal como se indicó en la descripción del modelo. Esta nueva restricción se encuentra al final del código programado que se muestra en el ANEXO 5, y solo es empleada para la construcción de las curvas.

Se han generado las curvas para los siguientes niveles de confianza: $\beta=0.80$, $\beta=0.85$, $\beta=0.90$, $\beta=0.95$ y $\beta=0.99$.

- Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.80$:

En la siguiente tabla se muestran los puntos recogidos en la curva de riesgo-beneficio:

Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)
2549,6	-509,12	3700	50,83	4900	2144,82	6100	6210,09	7300	12076,0
2689,2	-504,10	3750	104,69	4950	2271,13	6150	6403,68	7350	12368,3
2689,2	-504,10	3800	156,00	5000	2404,73	6200	6609,02	7400	12663,0
2689,2	-504,10	3850	215,23	5050	2544,21	6250	6814,55	7450	12959,4
2700	-503,38	3900	275,37	5100	2679,13	6300	7020,16	7500	13255,9
2750	-493,11	3950	344,56	5150	2813,55	6350	7232,02	7550	13552,8
2856,8	-487,85	4000	411,56	5200	2966,01	6400	7452,00	7600	13860,8
2856,8	-487,85	4050	478,13	5250	3133,31	6450	7680,82	7650	14188,9
2900	-483,23	4100	551,80	5300	3304,21	6500	7913,81	7700	14517,1
3026,2	-461,93	4150	626,42	5350	3475,15	6550	8148,51	7750	14852,3
3026,2	-461,93	4200	701,22	5400	3647,06	6600	8383,21	7800	15232,8
3050	-458,16	4250	776,22	5450	3819,94	6650	8617,92	7850	15624,3
3100	-435,49	4300	852,97	5500	3993,63	6700	8854,95	7900	16015,8
3150	-410,52	4350	932,87	5550	4173,95	6750	9094,72	7950	16407,3
3200	-380,60	4400	1023,41	5600	4355,74	6800	9334,48	8000	16799,7
3250	-349,67	4450	1095,14	5650	4537,52	6850	9588,30	8050	17203,0
3300	-315,46	4500	1187,86	5700	4719,31	6900	9847,03	8100	17624,1
3350	-279,62	4550	1287,15	5750	4901,37	6950	10116,4	8150	18051,0
3400	-238,94	4600	1389,29	5800	5085,74	7000	10389,1	8200	18477,9
3450	-192,78	4650	1501,38	5850	5271,17	7050	10662,8	8250	19204,8
3500	-146,39	4700	1630,46	5900	5457,81	7100	10941,2	8300	19938,3
3550	-99,99	4750	1753,84	5950	5644,84	7150	11222,2	8350	22075,4
3600	-52,23	4800	1884,72	6000	5832,41	7200	11504,2	8359,2	24833,7
3650	-0,93	4850	2012,14	6050	6020,21	7250	11788,0		

Tabla 51: Valores de la curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.80$.

Como puede observarse, el primer valor de la tabla corresponde al programa de mínimo CVaR para $\beta=0.80$, y el último punto corresponde al programa de máximo beneficio, ya que por encima de éste no puede obtenerse ningún programa que reporte mayor beneficio. Entre ambos

se ha obtenido el programa que reporta el beneficio medio esperado indicando con mínimo CVaR, con intervalos para el beneficio de 50 €. A continuación se muestra la curva obtenida:

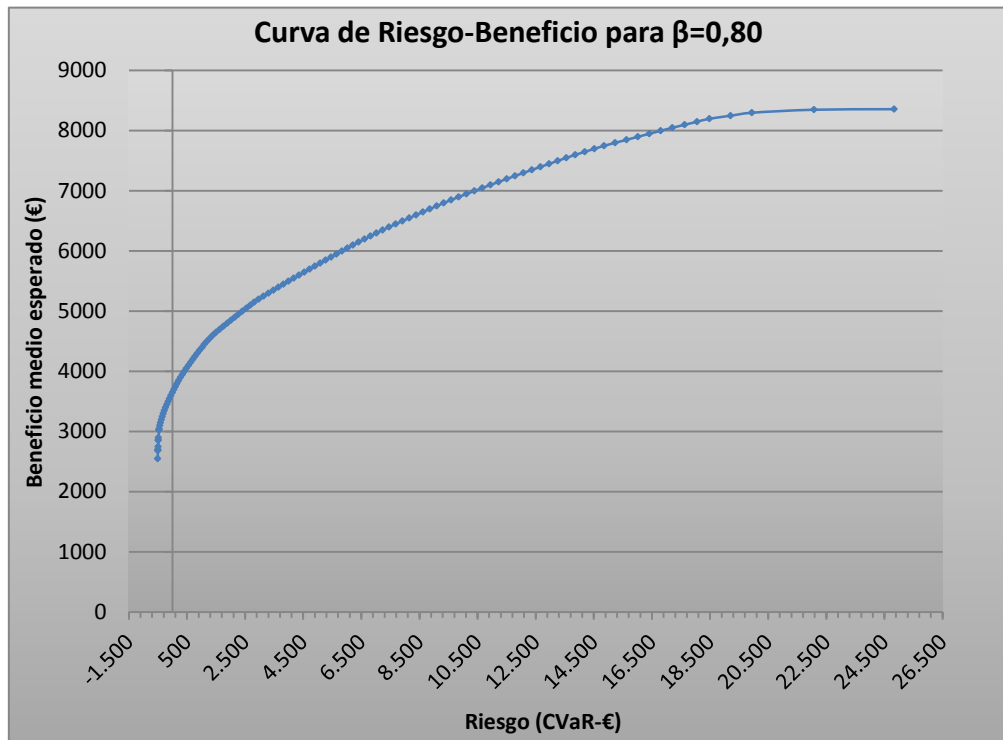


Figura 160: Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0,80$.

Al igual que en la Figura 153, muestra tres zonas bastante diferenciadas de bajo riesgo – baja rentabilidad, riesgo medio – rentabilidad media, y alto riesgo – alta rentabilidad.

En la parte izquierda de la curva se encuentra la zona de bajo riesgo y baja rentabilidad. En ella lo más destacable es que pueden obtenerse valores negativos del CVaR si no se espera un gran beneficio. Esto significa que el agente podrá esperar un beneficio medio mayor que cero incluso si se encontrara con uno de los 20 peores escenarios. Se trata de una zona muy estrecha en la que el beneficio medio esperado crece muy rápido respecto al riesgo de la oferta, siendo casi vertical en su inicio. Además en esta parte de la curva los valores se encuentran muy próximos unos a otros. Tal como han sido calculados, significa que los incrementos de beneficio de 50 € producen incrementos del riesgo más pequeños. Todo ello indica que aún para un agente muy adverso al riesgo es preferible asumir un riesgo ligeramente superior para obtener un beneficio medio aún mayor.

En la parte media de la curva se encuentra la zona de riesgo y rentabilidad media. Se caracteriza por ser una zona prácticamente lineal, que abarca valores del CVaR desde los 2000 € hasta los 16000 €. En ella el beneficio medio esperado crece más lento que el CVaR, lo que significa que la media del beneficio de los 20 peores escenarios disminuye más rápido de lo que aumenta el beneficio medio del conjunto de los 100 escenarios.

En la parte derecha de la curva se encuentra la zona de riesgo y rentabilidad alta. En ella la pendiente de la curva disminuye hasta hacerse prácticamente plana y los valores se encuentran más separados unos de otros. Pequeños incrementos del beneficio medio esperado producen grandes incrementos del riesgo, hasta alcanzar el beneficio máximo esperado. Incluso un agente

muy adverso al riesgo preferiría sacrificar el beneficio 50 € para incurrir en un riesgo 2000 € inferior.

Cualquier oferta que pueda realizarse para un determinado riesgo que obtenga un beneficio por debajo de la curva debería ser rechazada por el agente al no tratarse de una oferta óptima. Del mismo modo, cualquier oferta que pueda realizarse para obtener un determinado beneficio medio que incurra en un riesgo situado a la derecha de la curva debe ser rechazada por el agente. Tampoco existe ninguna oferta factible que pueda encontrarse por encima o a la izquierda de la curva.

- Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.85$:

En la siguiente tabla se muestran los puntos recogidos en la curva de riesgo-beneficio:

Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)
2067,4	-403,740	3350	-40,33	4650	1962,82	5950	6953,71	7250	14279,9
2100	-402,43	3400	9,09	4700	2103,18	6000	7206,46	7300	14599,6
2247,5	-395,97	3450	61,87	4750	2247,63	6050	7459,59	7350	14944,3
2247,5	-395,97	3500	115,42	4800	2391,19	6100	7712,95	7400	15294,3
2250	-395,86	3550	168,97	4850	2539,09	6150	7966,29	7450	15644,3
2300	-390,21	3600	222,52	4900	2690,47	6200	8219,65	7500	15994,4
2350	-384,34	3650	279,35	4950	2852,34	6250	8477,09	7550	16344,4
2400	-380,23	3700	331,66	5000	3022,44	6300	8734,24	7600	16710,4
2450	-377,47	3750	391,94	5050	3196,57	6350	8994,16	7650	17102,9
2500	-374,49	3800	454,18	5100	3370,76	6400	9260,43	7700	17497,9
2550	-366,48	3850	516,88	5150	3554,14	6450	9527,43	7750	17931,9
2600	-356,93	3900	582,26	5200	3751,76	6500	9795,64	7800	18365,8
2650	-353,39	3950	646,64	5250	3957,59	6550	10065,6	7850	18799,8
2700	-344,43	4000	713,8	5300	4163,58	6600	10335,6	7900	19233,8
2750	-331,85	4050	782,29	5350	4369,55	6650	10611,6	7950	19667,8
2800	-327,24	4100	854,99	5400	4575,53	6700	10890,3	8000	20101,7
2850	-311,72	4150	930,18	5450	4781,5	6750	11178,2	8050	20535,7
2900	-296,93	4200	1007,21	5500	4987,48	6800	11469	8100	20969,7
2950	-288,54	4250	1088,58	5550	5193,54	6850	11763,1	8150	21404
3000	-269,13	4300	1172,19	5600	5399,65	6900	12073,5	8200	21838,6
3050	-244,72	4350	1258,34	5650	5605,75	6950	12388,6	8250	22585,2
3100	-215,29	4400	1362,59	5700	5811,87	7000	12703,7	8300	23465,9
3150	-185,78	4450	1473,26	5750	6018,9	7050	13018,8	8350	25965,4
3200	-153,55	4500	1584,12	5800	6232,34	7100	13333,9	8359,2	28832,9
3250	-119,47	4550	1699,91	5850	6454,98	7150	13649		
3300	-81,29	4600	1828,81	5900	6700,95	7200	13964,5		

Tabla 52: Valores de la curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.85$.

Como puede observarse, el primer valor de la tabla corresponde al programa de mínimo CVaR para $\beta=0.85$, y el último punto corresponde al programa de máximo beneficio, ya que por encima de éste no puede obtenerse ningún programa que reporte mayor beneficio. Entre ambos se ha obtenido el programa que reporta el beneficio medio esperado indicando con mínimo CVaR, con intervalos para el beneficio de 50 €. A continuación se muestra la curva obtenida:

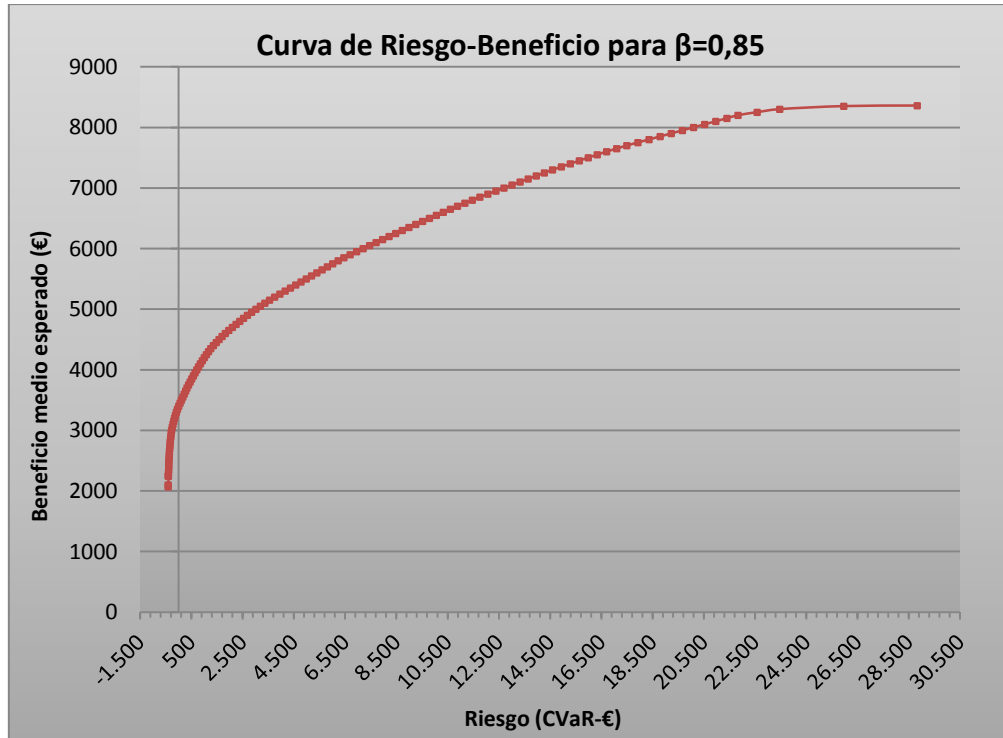


Figura 161: Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.85$.

En esta curva pueden identificarse las mismas zonas comentadas para $\beta=0.80$ de riesgo y beneficio bajo, medio y alto. La curva parte de un valor de beneficio y riesgo similar, y lógicamente finaliza en el mismo valor de beneficio esperado (el beneficio máximo del modelo de solución simple) con un CVaR más elevado, unos 4000 € mayor. Del modo que ha sido calculada la curva, todos los valores del beneficio coinciden, arrojando un CVaR ligeramente superior.

- Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.90$:

En la siguiente tabla se muestran los puntos recogidos en la curva de riesgo-beneficio:

Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)
1750,2	-314,05	3100	1,56	4450	1875,14	5800	7913,43	7150	16643,5
1800	-308,41	3150	39,40	4500	2016,44	5850	8199,96	7200	17002,0
1850	-304,35	3200	82,06	4550	2166,71	5900	8487,39	7250	17362,2
1900	-297,27	3250	126,76	4600	2315,70	5950	8781,38	7300	17721,5
1950	-294,12	3300	174,76	4650	2483,60	6000	9078,52	7350	18084,7
2000	-289,51	3350	223,63	4700	2670,99	6050	9375,65	7400	18462,6
2050	-281,22	3400	272,70	4750	2862,90	6100	9675,20	7450	18843,5
2100	-276,03	3450	321,77	4800	3059,04	6150	9982,16	7500	19230,2
2150	-272,85	3500	370,84	4850	3260,80	6200	10294,1	7550	19616,9
2200	-263,28	3550	419,92	4900	3460,52	6250	10613,6	7600	20003,6
2250	-253,54	3600	469,88	4950	3661,60	6300	10933,6	7650	20453,5
2300	-249,81	3650	521,94	5000	3864,39	6350	11253,6	7700	20943,2
2350	-244,21	3700	572,71	5050	4070,23	6400	11573,5	7750	21432,9
2400	-234,39	3750	652,03	5100	4282,74	6450	11895,5	7800	21922,5
2450	-225,73	3800	733,31	5150	4495,24	6500	12225,0	7850	22412,2
2500	-217,69	3850	805,34	5200	4712,15	6550	12554,5	7900	22901,9
2550	-210,61	3900	882,08	5250	4936,37	6600	12884,1	7950	23408,7
2600	-201,02	3950	965,08	5300	5183,17	6650	13215,9	8000	23923,6
2650	-185,56	4000	1041,11	5350	5439,14	6700	13554,4	8050	24438,5
2700	-176,33	4050	1118,31	5400	5705,18	6750	13893,0	8100	24994,2
2750	-166,89	4100	1203,96	5450	5971,56	6800	14231,6	8150	25573,3
2800	-149,50	4150	1281,55	5500	6240,02	6850	14570,2	8200	26152,3
2861	-129,28	4200	1360,77	5550	6508,47	6900	14910,9	8250	26952,9
2900	-117,15	4250	1453,28	5600	6778,93	6950	15252,4	8300	27866,4
2950	-91,74	4300	1531,17	5650	7059,37	7000	15594,0	8350	30630,8
3000	-64,63	4350	1627,12	5700	7340,91	7050	15935,9	8359,2	34863,4
3050	-31,69	4400	1743,15	5750	7627,06	7100	16284,6		

Tabla 53: Valores de la curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.90$.

Como puede observarse, el primer valor de la tabla corresponde al programa de mínimo CVaR para $\beta=0.90$, y el último punto corresponde al programa de máximo beneficio, ya que por encima de éste no puede obtenerse ningún programa que reporte mayor beneficio. Entre ambos se ha obtenido el programa que reporta el beneficio medio esperado indicando con mínimo CVaR, con intervalos para el beneficio de 50 €. A continuación se muestra la curva obtenida:

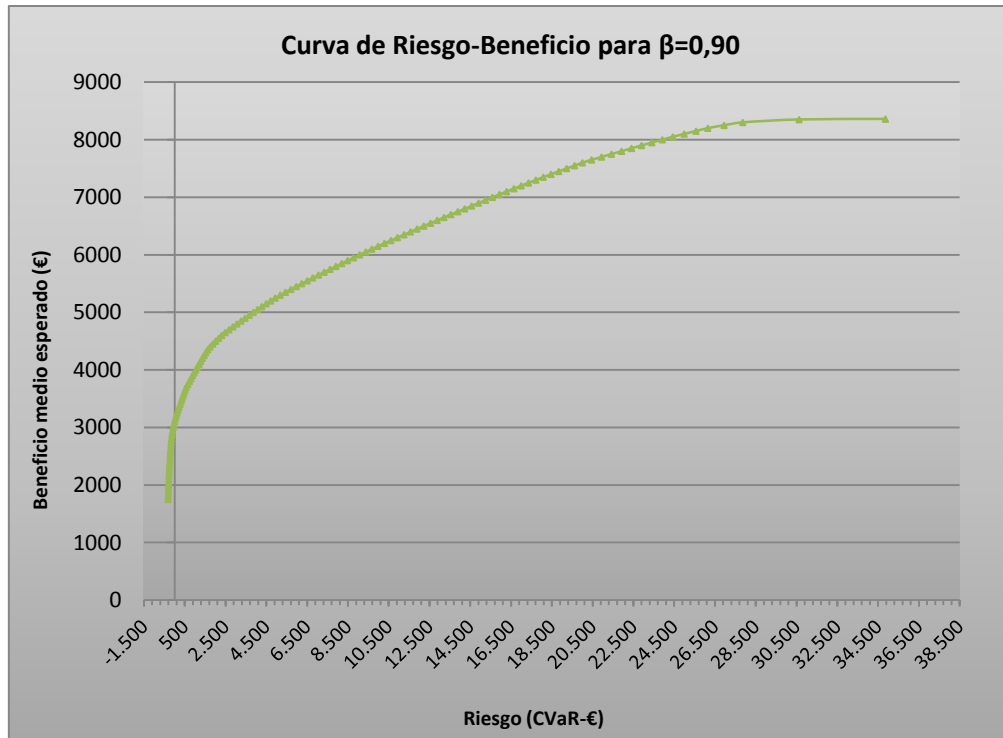


Figura 162: Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.90$.

En esta curva pueden identificarse las mismas zonas comentadas para $\beta=0.80$ de riesgo y beneficio bajo, medio y alto. La curva parte de un valor de beneficio y riesgo más próximo al eje vertical, lo que significa que es más complicado asegurar un beneficio medio de los peores escenarios mayor que cero con un nivel de confianza $\beta=0.90$. Lógicamente finaliza en el mismo valor de beneficio esperado (el beneficio máximo del modelo de solución simple) con un CVaR más elevado, unos 6000 € mayor a $\beta=0.85$, lo que hace que la curva tenga menor pendiente en su parte final.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

- Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.95$:

En la siguiente tabla se muestran los puntos recogidos en la curva de riesgo-beneficio:

Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)
1275	-274,330	2700	-9,282	4150	1773,64	5600	8608,72	7050	19928,8
1300	-271,890	2750	12,221	4200	1878,85	5650	8950,82	7100	20343,6
1448,5	-267,740	2800	23,704	4250	1998,17	5700	9304,11	7150	20758,5
1448,5	-267,740	2850	53,069	4300	2128,34	5750	9664,22	7200	21173,3
1450	-267,720	2900	74,818	4350	2278,31	5800	10026,6	7250	21593,9
1500	-266,610	2950	96,874	4400	2436,78	5850	10389,1	7300	22026,3
1550	-263,370	3000	122,479	4450	2604,67	5900	10752,6	7350	22464,3
1610	-257,590	3050	148,469	4500	2775,29	5950	11119,3	7400	22908,1
1650	-245,110	3100	176,064	4550	2938,81	6000	11487,0	7450	23358,4
1700	-243,440	3150	206,497	4600	3142,41	6050	11862,5	7500	23808,8
1750	-242,642	3200	240,819	4650	3351,7	6100	12244,5	7550	24259,1
1800	-237,785	3250	277,999	4700	3549,11	6150	12629,2	7600	24709,4
1874,4	-227,85	3300	316,65	4750	3757,75	6200	13014,3	7650	25159,7
1900	-216,51	3350	356,021	4800	3974,81	6250	13399,4	7700	25610,6
1950	-194,33	3400	410,888	4850	4212,68	6300	13784,5	7750	26082,8
2000	-191,54	3450	471,751	4900	4457,96	6350	14183,7	7800	26627,2
2050	-185,35	3500	533,656	4950	4714,38	6400	14589,6	7850	27218,8
2112,3	-177,626	3550	596,894	5000	4975,21	6450	14995,6	7900	27822,2
2160,4	-168,14	3600	661,514	5050	5239,75	6500	15401,6	7950	28425,7
2200	-152	3650	727,852	5100	5515,13	6550	15807,5	8000	29031,2
2250	-138,38	3700	837,879	5150	5789,79	6600	16213,5	8050	29708,6
2300	-132,36	3750	938,35	5200	6082,91	6650	16620,9	8100	30499,2
2350	-123,58	3800	1037,36	5250	6383,99	6700	17031,0	8150	31289,7
2402,7	-119,79	3850	1149,02	5300	6690,79	6750	17441,2	8200	32080,3
2450	-87,938	3900	1247,99	5350	6997,59	6800	17854,5	8250	33014,4
2500	-83,406	3950	1350,68	5400	7306,86	6850	18269,4	8300	33994,3
2550	-71,137	4000	1460,89	5450	7621,49	6900	18684,2	8350	36253,9
2600	-46,18	4050	1561,19	5500	7950,57	6950	19099,1	8359,2	41128,8
2650	-34,706	4100	1665,42	5550	8279,64	7000	19513,9		

Tabla 54: Valores de la curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.95$.

Como puede observarse, el primer valor de la tabla corresponde al programa de mínimo CVaR para $\beta=0.95$, y el último punto corresponde al programa de máximo beneficio, ya que por encima de éste no puede obtenerse ningún programa que reporte mayor beneficio. Entre ambos se ha obtenido el programa que reporta el beneficio medio esperado indicando con mínimo CVaR, con intervalos para el beneficio de 50 €. A continuación se muestra la curva obtenida:

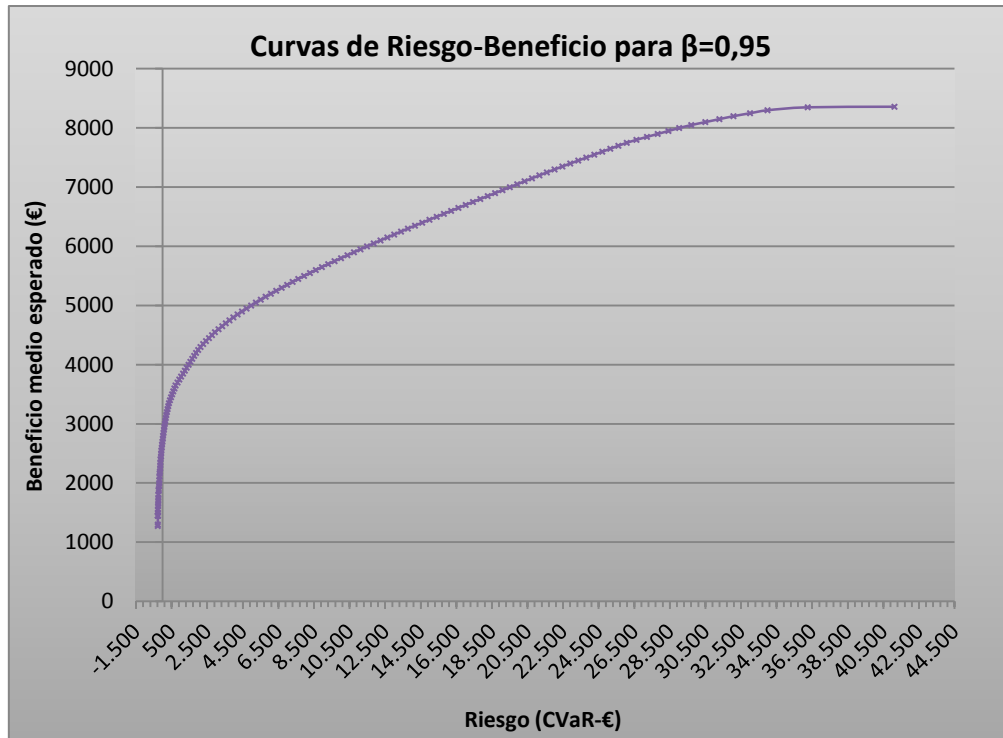


Figura 163: Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.95$.

En esta curva pueden identificarse las mismas zonas comentadas para $\beta=0.80$ de riesgo y beneficio bajo, medio y alto. La curva parte de un valor de beneficio y riesgo más próximo al eje vertical -274.33 €, lo que significa que es más complicado asegurar un beneficio medio de los peores escenarios mayor que cero con un nivel de confianza $\beta=0.95$. Lógicamente finaliza en el mismo valor de beneficio esperado (el beneficio máximo del modelo de solución simple) con un CVaR más elevado, unos 7500 € mayor a $\beta=0.90$, lo que hace que la curva tenga menor pendiente en su parte final.

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

- Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.99$:

En la siguiente tabla se muestran los puntos recogidos en la curva de riesgo-beneficio:

Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)	Beneficio medio esperado (€)	Riesgo (CVaR, €)
1275	-274,330	2700	-9,2817	4150	1969,4	5600	11155	7050	29134
1300	-271,890	2750	12,221	4200	2176,2	5650	11583	7100	29844
1448,5	-267,740	2800	23,704	4250	2450,6	5700	12022	7150	30555
1448,5	-267,740	2861	53,07	4300	2711,5	5750	12482	7200	31265
1450	-267,720	2900	74,818	4350	2968,6	5800	12967	7250	31976
1500	-266,610	2950	96,874	4400	3249,7	5850	13528	7300	32691
1550	-263,370	3000	122,48	4450	3519,3	5900	14112	7350	33405
1610	-257,597	3050	148,47	4500	3807,4	5950	14715	7400	34199
1650	-245,110	3100	176,06	4550	4081,3	6000	15317	7450	34833
1700	-243,440	3150	206,5	4600	4371,7	6050	15920	7500	35547
1750	-242,640	3200	240,82	4650	4650,5	6100	16522	7550	36262
1800	-237,790	3250	278	4700	4942,3	6150	17125	7600	36976
1874,4	-227,85	3300	316,65	4750	5237,1	6200	17734	7650	37691
1900	-216,51	3350	356,02	4800	5548	6250	18349	7700	38407
1950	-194,33	3400	410,89	4850	5858,9	6300	18965	7750	39123
2000	-191,54	3450	471,75	4900	6171,3	6350	19581	7800	39839
2050	-185,35	3500	533,66	4950	6495,1	6400	20189	7850	40555
2112,3	-177,63	3550	597,11	5000	6819	6450	20814	7900	41271
2160,4	-168,14	3600	661,81	5050	7142,9	6500	21431	7950	42064
2200	-152,002	3650	761,27	5100	7467,4	6550	22104	8000	42953
2250	-138,38	3700	872,63	5150	7792	6600	22802	8050	43843
2300	-132,36	3750	974,61	5200	8137,6	6650	23500	8100	44732
2350	-123,58	3800	1098	5250	8494,5	6700	24197	8150	45622
2402,7	-119,8	3850	1199,7	5300	8853,8	6750	24895	8200	46511
2450	-87,938	3900	1315,8	5350	9213,9	6800	25595	8250	47638
2500	-83,406	3950	1428,1	5400	9574	6850	26297	8300	48841
2550	-71,137	4000	1544,5	5450	9948,6	6900	27003	8350	50770
2600	-46,18	4050	1683,5	5500	10336	6950	27714	8359,2	53882
2650	-34,706	4100	1816,1	5550	10740	7000	28424		

Tabla 55: Valores de la curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.99$.

Como puede observarse, el primer valor de la tabla corresponde al programa de mínimo CVaR para $\beta=0.99$, y el último punto corresponde al programa de máximo beneficio, ya que por encima de éste no puede obtenerse ningún programa que reporte mayor beneficio. Entre ambos se ha obtenido el programa que reporta el beneficio medio esperado indicando con mínimo CVaR, con intervalos para el beneficio de 50 €. A continuación se muestra la curva obtenida:

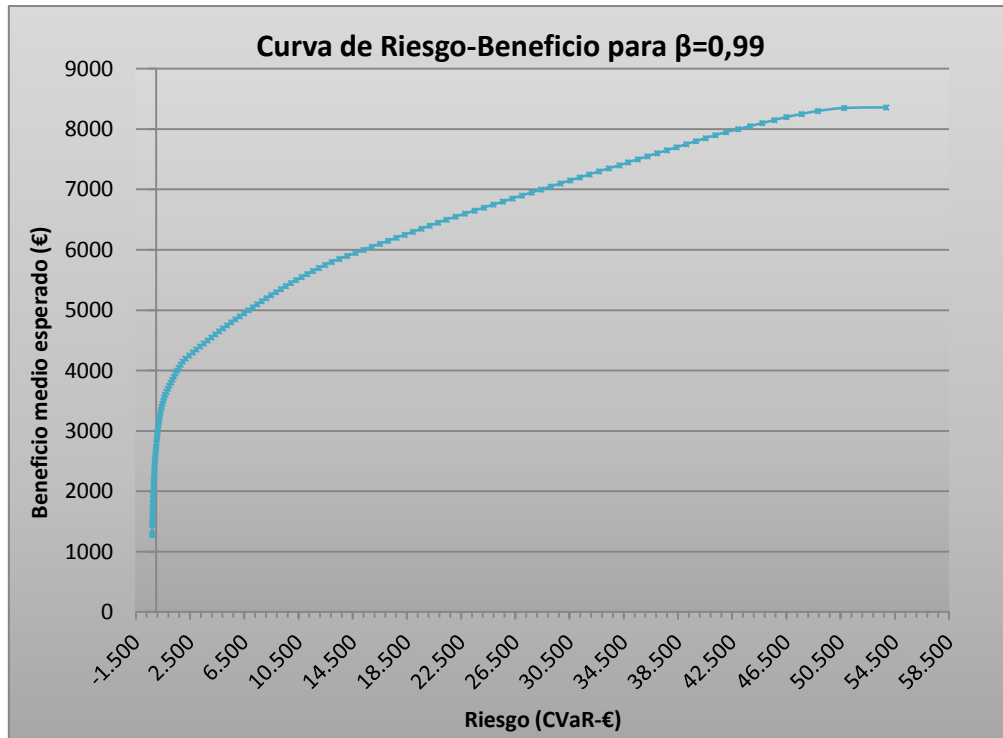


Figura 164: Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.99$.

En esta curva pueden identificarse las mismas zonas comentadas para $\beta=0.80$ de riesgo y beneficio bajo, medio y alto. Como se comentó en el apartado anterior, el programa de funcionamiento óptimo para minimizar el CVaR con un nivel de confianza $\beta=0.99$ coincide con el programa que minimiza el CVaR para $\beta=0.95$, no es posible calcular un programa mejor. Esta situación se mantiene a lo largo de toda la zona de beneficio y riesgo bajo, el programa que minimiza el CVaR para $\beta=0.95$ no puede ser mejorado para $\beta=0.99$ y por tanto los valores de la gráfica coinciden. Posteriormente en tramo lineal de beneficio y riesgo medio, el CVaR obtenido para un mismo beneficio objetivo es mayor y además crece más rápido, por lo que la curva tiene menor pendiente. La curva finaliza en el mismo valor de beneficio esperado (el beneficio máximo del modelo de solución simple) con un CVaR más elevado, unos 12700 € mayor a $\beta=0.95$, lo que hace que la curva tenga menor pendiente en su parte final.

En la siguiente figura se muestra una comparativa de las cinco curvas de riesgo-beneficio obtenidas:

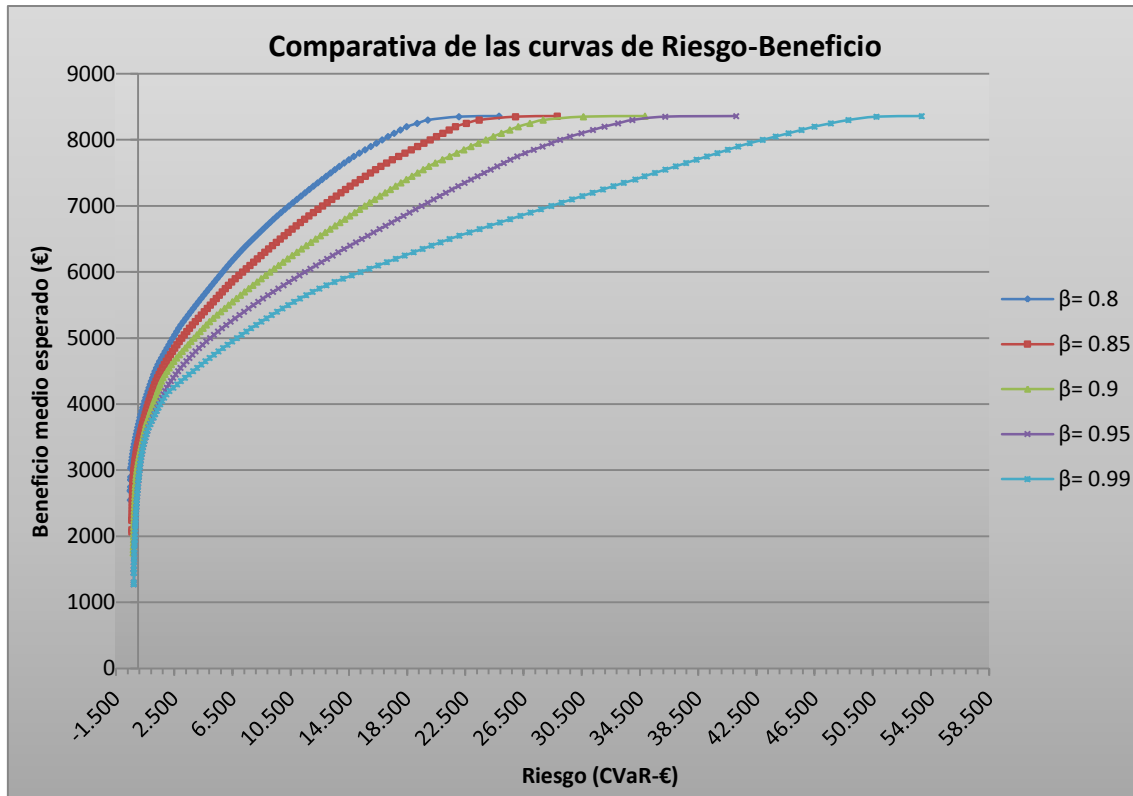


Figura 165: Curva de riesgo-beneficio para $\beta=0.99$.

Esta figura muestra como las cinco curvas parten de unos valores de riesgo muy próximos a 0 €, creciendo de una forma casi vertical. Además las curvas para el nivel de confianza $\beta=0.95$ y $\beta=0.99$ son iguales hasta que el beneficio objetivo alcanza los 4000 €. Las mayores diferencias entre las cinco curvas se encuentran a partir de esta cota de beneficio, donde curvas adquieren una tendencia bastante lineal, y cada una presenta una pendiente diferente. Cuanto mayor es el nivel de confianza exigido menor es la pendiente de la curva.

Como ya se había comentado anteriormente, la cota máxima del beneficio medio esperado es común para las curvas, coincidiendo con el beneficio máximo obtenido con el modelo de solución única que fue analizado en el apartado “3.3.1. Solución inicial”.

Un agente con un nivel bajo de aversión al riesgo tratará de situarse en la parte derecha de la curva de nivel confianza $\beta=0.80$, buscando obtener el mayor beneficio posible sin reparar en el mayor riesgo incurrido.

Por el contrario, un agente con un nivel alto de aversión al riesgo se guiará por la frontera eficiente del nivel de confianza $\beta=0.99$, y se situará en la parte izquierda de la curva, tratando de evitar obtener pérdidas incluso en el peor de los escenarios.

Como se ha demostrado, este último supuesto es posible, ya que con el programa óptimo calculado para un nivel de confianza $\beta=0.99$ es posible obtener un beneficio de 274.33 € en el peor de los escenarios. A pesar de la incertidumbre en el precio de los Mercados de Energía Eléctrica, es posible eliminar el riesgo en el beneficio obtenido en ellos si se cuenta con una previsión fiable de precios.

4. Conclusiones y trabajo futuro.

4.1. Conclusiones.

El objetivo final del proyecto es desarrollar un algoritmo que apoye a los agentes generadores del Sistema Eléctrico Español en la toma de decisiones para programar la energía de sus centrales hidroeléctricas reversibles, optimizando el beneficio obtenido y minimizando el riesgo sobre el mismo.

En primer lugar se han presentado y analizado dos algoritmos que ofrecen al agente un programa de generación y bombeo que le reportaría el máximo beneficio en base a sus previsiones de precio para los mercados del día siguiente. Sobre el primero de ellos se ha comprobado que la solución es factible y óptima. En ella el agente debe realizar una serie de transacciones de energía en los mercados (a parte de la compra y la venta de la energía que va a consumir y generar su central) con el único objetivo de especular con el precio que resulte en ellos, y así maximizar sus ingresos. También se ha comprobado cómo influyen los parámetros hidráulicos del sistema, demostrando que una gestión inadecuada de éstos afecta muy negativamente sobre el beneficio esperado.

Con el segundo algoritmo se ha demostrado que dotar al agente de la posibilidad de elegir el programa final de la central en base a nueva información que pueda añadirse al proceso de toma de decisiones, como puede ser el resultado del Mercado Diario, permite mejorar sus expectativas de beneficio.

Por último se ha presentado un algoritmo que permite minimizar el riesgo en la compra y venta de la energía para la central, tomando como medida del mismo el CVaR (Conditional Value at Risk). Este indicador sustituye al VaR debido a sus mejores propiedades y porque en el proceso de optimización del CVaR también es calculado el VaR, obteniéndose ambos indicadores como medida de riesgo. Mediante este algoritmo es posible ofrecer una solución al problema de programación de la energía de la central a cualquier agente generador, sea cual sea su grado de aversión al riesgo, ya que es posible obtener una solución para diferentes grados de confianza del decisor, y también ha sido posible construir la frontera eficiente con las ofertas óptimas para cualquier tipo de decisor. De este modo ha sido posible comprobar que un control estricto del riesgo permite asegurar al agente un beneficio en los mercados, siempre en base a sus predicciones de precio. Si éstas son fiables, el algoritmo permite eliminar la incertidumbre sobre el beneficio obtenido.

Estas herramientas serían de gran utilidad para cualquier agente generador del sistema eléctrico por varias razones: En primer lugar automatizan de forma ágil y rápida un proceso de toma de decisiones que hasta ahora se ha realizado de un modo menos exacto, sin atender a reglas de optimización. En segundo lugar se realiza un control del riesgo a nivel operacional, en las ofertas elaboradas para el Mercado Diario e Intradiario. Ésta tampoco es una práctica habitual en las empresas eléctricas, en las que el análisis y cobertura de riesgo se realiza a un nivel más estratégico, dejando a un lado las decisiones operacionales. Y por último, estas herramientas también podrían ser de gran utilidad en el caso de que se quisiera estudiar la viabilidad de instalar una nueva central hidroeléctrica reversible, ya que permiten obtener el retorno de la inversión que obtendría el agente, y por tanto comprobar si el proyecto es viable económicamente.

4.2. Trabajo futuro.

Como trabajo futuro se proponen las siguientes opciones:

- Ampliar el horizonte de programación a un horizonte semanal o mensual, ofreciendo al agente la posibilidad de elegir el tipo de optimización que desee hacer. Es muy probable que aumentara el beneficio obtenido ampliando el horizonte al menos a semanal, con el objetivo de aprovechar los precios más bajos del fin de semana para llenar el embalse superior y vaciarlo los días de diario con mejor precio.
- Incluir nuevos mercados en la optimización, como puede ser el resto de mercados intradiarios, o los mercados más próximos al tiempo real como puede ser la gestión de desvíos o la regulación terciaria. Cuanto más próximos al tiempo real son los mercados, mejor el precio de la energía que puede obtenerse en ellos. Sin embargo también es mayor la incertidumbre en ellos, ya que estos mercados de gestión de desvíos y de regulación terciaria no se producen regularmente. Solo son convocados cuando existe un desvío en el sistema entre la energía generada y la energía consumida. Las centrales hidroeléctricas reversibles son la tecnología que actualmente mejor se adapta a estos mercados en el Sistema Eléctrico Español, por lo que contando con una nueva previsión sobre la convocatoria de estos mercados, mejorarían la optimización del beneficio considerablemente.
- Mejora de las previsiones de precio de los mercados. En este proyecto no se ha abordado la elaboración de una previsión de precios adecuada debido a la complejidad de la misma, que podría suponer un nuevo proyecto. Debido a la propia estructura del Sistema Eléctrico Español, organizado como un oligopolio de tres grandes empresas, los resultados de los mercados pueden estar fuertemente influidos por las estrategias de cualquiera de ellas. Por tanto, además de contar con la variabilidad de los factores físicos que influyen en el precio, como puede ser la demanda del sistema o la producción de energía de origen renovable (eólica, solar, etc.), es necesario estimar las estrategias de estos agentes para poder realizar una previsión fiable del precio. Sería necesario adentrarse en el campo de la Teoría de Juegos.
- Incluir un modelo de los parámetros físicos del sistema más exacto, como podría ser la variación del rendimiento de las máquinas en función del nivel de agua almacenada en ambos embalses. Cuanto mayor es el salto de agua mayor es la energía que se obtiene al turbinar desde el embalse superior, aunque también es mayor la energía necesaria para llevar el agua del embalse inferior al superior. El gasto de agua de las máquinas varía en función del nivel de ambos embalses, hecho que sería muy interesante tener en cuenta dada la influencia de éste en la programación, como fue descrito en su momento.
- Aplicación del algoritmo a centrales que no sean de bombeo puro. Es difícil encontrar centrales en las que ambos embalses se encuentren aislados de otros sistemas hidráulicos. Lo más habitual es que el embalse inferior se encuentre en un sistema hidráulico, teniendo una aportación natural de agua que incrementa su nivel, y una salida de agua (una turbina hidráulica o una compuerta de aliviadero) que permite que el agua siga su curso en el sistema. Sería interesante incluir una predicción de la aportación natural al embalse y optimizar también la salida de agua del sistema.

5. Bibliografía.

5.1. Documentos publicados.

“Descripción del Funcionamiento del MIBEL”, Consejo de Reguladores del MIBEL, disponible en: <http://www.cne.es/>.

“Informe de Supervisión del Mercado Peninsular Mayorista al Contado de Electricidad, Noviembre y Diciembre de 2012 y avance de Enero de 2013”, Comisión Nacional de la Energía, disponible en: <http://www.cne.es/>.

“Informe de Mercado – Memoria 2012”, Operador del Mercado Ibérico de Energía OMIE, disponible: <http://www.omie.es/inicio/publicaciones/informe-anual/>.

“Informe de Mercado – Memoria 2013”, Operador del Mercado Ibérico de Energía OMIE, disponible: <http://www.omie.es/inicio/publicaciones/informe-anual/>.

“Evolución del Mercado de Energía Eléctrica – Enero 2013”, Operador del Mercado Ibérico de Energía OMIE, disponible: <http://www.omie.es/inicio/publicaciones/>.

“Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradiario de Producción de Energía Eléctrica” Operador del Mercado Ibérico de Energía OMIE, disponible: <http://www.omie.es/inicio/normativa-de-mercado/reglas-omie/>.

“Los Servicios de Ajuste de la Operación del Sistema Eléctrico Peninsular Español”, Red Eléctrica de España REE, disponible en: <http://www.ree.es/es/publicaciones/>.

“Servicios de Ajuste de la Operación del Sistema. Avance de 2013” Red Eléctrica de España REE, disponible en: <http://www.ree.es/es/publicaciones/>.

“Servicios de Ajuste de la Operación del Sistema. 2012” Red Eléctrica de España REE, disponible en: <http://www.ree.es/es/publicaciones/>.

“P.O. 3.1 Programación de la generación”, Red Eléctrica de España REE, disponible en: <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema/procedimientos-de-operacion/>.

“P.O. 3.2 Resolución de restricciones técnicas”, Red Eléctrica de España REE.

“P.O. 3.9 Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir”, Red Eléctrica de España REE.

“P.O. 3.10 Resolución de restricciones por garantía de suministro”, Red Eléctrica de España REE.

“P.O. 7.1 Servicio complementario de regulación primaria”, Red Eléctrica de España REE.

“P.O. 7.2 Regulación secundaria”, Red Eléctrica de España REE.

“P.O. 7.3 Regulación terciaria”, Red Eléctrica de España REE.

“P.O. 7.4 Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte”.

A.Sáiz, M.D. García, S. Nogales, “Mercados a Plazos”, Fundación de Estudios Financieros.

- L. Bayón, J.M. Grau, M.M. Ruiz y P.M. Suárez, "Optimization of a Pumped-Storage Fixed-Head Hydroplant: The Bang-Singular-Bang Solution," Mathematical Problems in Engineering, vol. 2011, pp. 1-11 (2011).
- J. García-González, R. Moraga, L. Matres y A. Mateo, "Stochastic Joint Optimization of Wind Generation and Pumped-Storage Units in an Electricity Market," IEEE Transactions on Power Systems, vol.13 n°2 pp. 460-468 (2008).
- X. Guan, P.B. Luh, H. Yan y P. Rogan, "Optimization-based scheduling of hydrothermal power systems with pumped-storage units," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9 n°2 pp. 1023-1031(1994).
- D. Moitre, V. Sauchelli y G. Garcia, "Optimización dinámica binivel de centrales hidroeléctricas de bombeo en un Pool competitivo," IEEE Latin America Transactions, vol 3, n°2 pp. 172-177 (2005).
- S. Uryasev, "Conditional Value-at-Risk: Optimization Algorithms and Applications," Financial Engineering News, issue 9 (2000).
- L.C. Franco, L.E. Franco, "El valor en riesgo condicionanl CVaR como medida coherente de riesgo," Revista Ingenierías Universidad de Medellín, vol.4 n°6 pp.43-54 (2005).

5.2. Páginas Web.

Red Eléctrica de España REE: <http://www.ree.es/>.

Sistema de Información del Operador del Sistema Eléctrico Español: <http://www.esios.ree.es/web-publica/>.

Operador del Mercado Ibérico de Energía OMIE: <http://www.omie.es/>.

Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugués OMIP: <http://www.omip.pt/>.

Mercado Ibérico de la Electricidad MIBEL: <http://www.mibel.com/>.

Comisión Nacional de Energía CNE: <http://cne.es/>.

Asociación Española de la Industria Eléctrica UNESA: <http://www.unesa.es/>.

Club Español de la Energía: <http://www.enerclub.es/>.

ANEXO 1: Escenarios de precio del Mercado Diario y del Mercado Intradiario.

Para la generación de los escenarios de precio del Mercado Diario e Intradiario se ha empleado el siguiente código de MATLAB:

```
% Carga dos matrices con los precios del Mercado Diario y del Mercado Intradiario 1
% del año 2012 (pmd y pmi):
precios2012;
% Se calcularán 20 escenarios aleatorios del precio del MD:
nescPMD=20;
% Se calcularán 5 escenarios aleatorios del precio del MI1 por cada escenario del MD:
intxdia=5;
% Se calculará el precio de los 24 periodos horarios:
nhoras=24;
%Algoritmo:
% Se toman 20 números aleatorios entre 1 y 365 para escoger 20 días al azar
prev=round(365*rand(nescPMD,1));
PD=[];
intras=[];
PI=[];
% Se extraen de las matrices pmd y pmi los precios de los 20 días escogidos
for i=1:nescPMD
    PD=[PD;pmd(prev(i),1:nhoras)];
    intras=[intras;pmi(prev(i),1:nhoras)];
end
% Se calculan los escenarios de precio del MI perturbando cada vector de precios extraído, con
% la matriz de covarianzas de la matriz de precios del MI de 2012 y un vector aleatorio de 24
% valores:
for j=0:nescPMD-1
    for k=1:intxdia
        PI(k+j*intxdia,1:nhoras)=intras(j+1,1:nhoras)+(sqrtm(cov(pmi))*randn(nhoras,1))';
    end
end
% Se corrigen los precios que sean inferiores a 0, y se redondea a 2 decimales:
for i=1:nhoras
    for j=1:nescPMD*intxdia
        PI(j,i)=round(PI(j,i)*10000)/10000;
        if PI(j,i)<0
            PI(j,i)=0;
        end
    end
end
end
```

Este código en MATLAB proporciona una matriz con 20 escenarios de precio para el Mercado Diario y una matriz con 100 escenarios de precio para el Mercado Intradiario, diferentes cada vez que se ejecuta el código.

Para la ejecución y análisis de los tres modelos se han empleado las siguientes matrices de escenarios de precio para el Mercado Diario y para el Mercado Intradiario:

```
PD=[
[58.00  51.00  49.75  47.00  45.00  45.92  50.00  57.00  58.20  61.70  59.91  55.09
55.09  53.59  53.00  50.00  49.75  50.00  53.59  54.01  53.59  53.59  53.00  45.00]

[54.02  50.00  35.15  36.60  38.57  37.83  38.57  35.00  36.77  48.06  49.72  49.72
48.16  48.06  45.00  40.00  40.33  45.00  47.97  53.54  63.10  60.07  52.62  50.10]

[49.72  48.70  43.75  43.42  40.16  40.16  45.62  49.72  51.02  49.72  52.11  51.02
51.02  51.02  49.72  49.72  51.02  49.73  51.02  51.75  53.51  52.51  53.51  49.72]

[51.00  49.72  49.72  42.53  41.00  42.53  49.72  54.67  55.05  59.79  62.12  60.10
63.10  63.10  60.09  60.09  60.50  60.50  59.00  56.65  56.03  54.81  53.69  53.54]

[49.75  39.06  35.40  35.40  38.49  40.50  49.00  55.13  56.40  59.80  60.24  58.10
58.01  56.52  56.09  54.69  53.70  55.48  57.09  59.12  58.10  57.07  56.40  53.70]

[55.00  53.33  49.23  43.00  39.01  43.19  51.02  55.39  53.54  53.54  53.54  53.33
53.54  53.30  51.02  49.23  49.23  51.02  53.54  53.54  58.89  60.09  58.02  56.23]

[56.13  56.13  52.50  48.85  49.72  49.29  49.72  49.00  49.72  49.72  53.50  53.50
53.50  54.30  53.50  54.30  53.00  54.00  53.00  55.52  60.18  66.00  66.01  64.64]

[51.13  43.22  39.13  30.00  27.37  26.17  26.17  29.40  39.18  40.47  47.00  47.00
47.78  49.06  50.00  48.56  47.97  50.15  60.13  62.69  64.10  60.87  57.20  50.00]

[49.74  49.70  46.88  45.46  36.94  32.10  31.10  32.00  18.29  17.07  20.00  20.00
17.07  15.00  10.00  15.00  10.07  10.37  12.39  10.07  23.68  38.07  23.65  15.00]

[59.00  44.83  43.00  40.40  41.66  42.06  52.00  63.71  65.10  65.12  65.65  63.24
60.00  56.12  42.06  41.66  40.00  40.00  38.99  40.00  42.06  46.00  50.31  40.40]

[59.30  49.72  42.18  40.66  40.16  41.30  42.90  49.72  53.01  52.32  52.50  51.25
53.25  53.46  51.00  49.72  49.72  50.06  53.00  53.54  53.54  53.54  53.54  53.54]

[45.22  38.00  32.25  30.78  28.15  32.67  45.28  53.29  57.00  59.86  59.84  54.12
53.70  52.20  49.26  43.67  40.06  36.57  38.57  44.12  51.50  49.75  42.31  30.00]

[53.41  47.42  39.91  35.95  34.57  35.00  36.57  39.91  37.90  42.00  48.99  49.03
51.68  50.96  48.20  45.00  47.42  52.45  60.00  65.00  68.00  69.85  64.46  56.20]

[34.00  30.00  22.93  22.93  22.91  22.94  30.01  45.00  46.40  49.72  49.72  48.69
49.72  49.72  43.00  44.85  47.15  50.13  54.03  60.20  69.69  70.01  63.45  59.59]

[40.65  34.65  30.00  22.07  10.07  28.00  35.22  52.13  58.65  60.68  60.24  60.09
61.53  60.13  55.20  55.00  53.54  57.78  64.70  73.25  68.63  68.63  65.42  55.00]

[51.74  49.72  45.69  40.00  41.66  47.51  50.00  50.53  51.00  53.54  53.54  53.54
53.54  53.54  53.54  53.28  52.28  52.28  50.60  50.31  50.69  52.28  52.00  49.72]

[49.90  43.00  37.90  35.40  35.40  40.00  47.27  55.41  55.41  60.00  58.01  57.50
58.00  58.50  58.00  55.00  54.35  54.55  56.20  58.00  56.20  55.41  53.00  50.99]
```

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

[57.00	51.12	42.65	39.50	36.65	35.97	39.25	41.10	39.16	46.20	51.50	50.60
51.51	52.42	51.53	49.50	46.72	48.99	55.02	61.00	60.25	55.69	54.19	54.19]
[53.54	50.00	49.72	49.26	48.22	49.72	49.72	53.54	57.52	57.52	57.53	56.50
57.52	56.50	55.03	54.56	54.59	53.67	53.54	53.54	52.60	52.60	50.00	48.02]
[52.75	48.50	40.25	39.74	39.06	40.00	45.12	55.31	55.72	58.75	58.75	57.09
58.50	56.69	56.06	55.00	53.70	54.75	56.50	60.17	55.24	53.70	53.70	49.80]];
PI=[
[48.81	42.84	43.26	41.53	38.68	50.92	54.76	65.04	69.12	72.63	67.83	65.61
65.32	66.71	61.45	57.62	58.19	57.24	57.20	54.62	54.81	50.98	55.71	45.48]
[49.27	49.46	39.76	27.87	24.66	38.80	42.98	68.51	72.99	76.82	69.26	63.07
61.59	52.42	49.59	42.58	40.43	46.26	52.39	58.88	54.25	54.09	49.26	28.51]
[43.27	46.23	40.16	42.80	43.47	52.13	47.43	54.94	57.14	59.68	56.72	55.21
57.03	53.92	55.70	46.57	50.36	55.58	62.35	64.13	59.09	57.77	53.93	37.48]
[45.87	42.15	31.50	32.26	33.21	41.37	48.88	62.52	68.98	72.43	63.69	56.33
57.34	53.70	49.69	45.20	48.58	49.56	53.62	53.07	48.99	47.24	45.67	26.91]
[45.65	38.94	22.56	17.93	12.01	14.95	28.60	42.33	45.56	49.47	44.32	39.12
38.46	36.58	32.31	28.28	32.24	33.07	35.08	36.79	36.94	39.61	40.92	29.28]
[50.63	42.69	21.44	24.40	26.27	23.64	28.24	36.32	36.63	40.70	51.65	51.53
48.03	52.02	42.99	41.39	40.65	42.54	40.82	49.02	56.57	56.06	55.61	58.44]
[40.07	32.27	20.22	23.08	19.97	18.47	25.46	27.45	30.46	31.92	40.38	39.55
37.79	39.09	26.38	20.28	22.63	29.10	32.41	40.52	53.03	51.82	42.18	34.15]
[58.26	53.66	35.75	29.33	32.46	30.24	28.90	22.86	26.78	31.38	42.74	45.14
43.00	44.27	38.46	35.18	30.22	36.67	44.15	49.64	55.50	61.62	61.33	60.66]
[66.88	58.29	49.38	42.46	40.35	39.88	43.17	25.93	29.60	29.51	40.99	39.95
35.71	34.26	27.14	25.86	24.21	31.21	28.13	29.40	44.35	54.53	50.52	50.52]
[50.79	35.34	21.83	22.39	26.00	32.59	42.93	45.44	52.55	50.88	55.20	54.02
54.74	53.97	49.87	46.47	49.01	59.98	67.41	71.59	70.22	65.45	54.78	49.21]
[58.01	55.05	53.95	56.44	56.80	47.23	46.73	40.17	43.00	37.44	50.15	48.53
49.11	50.43	43.01	41.96	37.20	36.19	37.09	40.20	44.95	46.22	54.63	49.69]
[42.96	39.10	30.51	26.74	23.59	17.53	21.78	28.56	25.09	28.06	33.52	32.23
34.72	37.82	37.71	39.74	40.84	40.67	39.87	44.58	51.52	55.66	57.76	58.51]
[53.88	52.83	48.39	45.84	51.81	45.39	45.29	57.93	57.35	54.93	60.98	58.13
56.55	57.61	54.44	55.74	58.20	58.43	57.94	55.44	57.58	59.38	62.43	64.96]
[52.56	55.54	42.83	26.78	24.48	31.17	40.04	50.99	54.80	51.79	54.11	52.22
54.05	54.27	55.18	55.02	53.63	60.35	66.73	69.67	69.20	63.46	59.14	55.15]
[31.04	35.79	29.77	23.76	22.46	23.12	33.87	43.60	43.90	44.96	48.58	45.45
47.06	50.96	48.58	51.67	49.66	49.62	50.61	50.12	50.30	48.63	46.88	49.77]
[46.78	45.61	49.13	42.15	40.68	44.11	51.53	52.09	52.84	60.66	70.89	69.96
71.06	66.88	61.99	61.90	60.88	59.09	57.55	58.03	66.70	68.82	62.24	58.02]

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

[61.17 62.55	56.38 61.61	60.45 59.27	55.62 58.30	47.19 59.80	49.31 63.47	52.96 67.30	51.11 64.19	52.99 63.43	53.75 67.88	61.48 64.90	61.02 62.19]
[55.68 72.25	52.23 72.10	56.50 62.46	56.15 61.00	54.22 66.24	50.32 63.24	57.65 56.88	56.46 50.23	55.37 48.22	66.04 49.28	72.52 46.99	69.03 45.87]
[48.75 43.39	49.45 42.06	47.82 42.66	43.34 44.40	47.37 44.10	44.96 44.26	44.37 44.37	28.92 43.45	30.31 45.43	36.33 48.27	41.85 50.10	40.95 48.20]
[46.80 58.21	39.95 57.06	39.41 52.12	40.68 52.73	35.34 51.48	37.65 52.20	35.42 52.40	37.20 52.36	38.31 46.28	41.72 52.45	52.07 51.91	54.74 54.72]
[11.07 37.62	11.59 37.41	7.18 34.22	1.78 35.31	2.97 33.42	4.89 35.79	15.62 33.75	35.51 38.50	37.85 39.73	42.92 44.48	46.23 40.95	40.91 34.58]
[52.47 71.92	51.83 70.77	51.48 70.92	54.14 69.01	59.11 68.73	58.15 73.81	54.50 81.04	56.22 82.06	52.82 74.64	57.40 72.60	64.85 74.39	67.32 72.39]
[49.40 61.87	44.68 58.69	40.94 60.56	40.32 61.69	46.42 60.36	51.26 63.70	50.75 60.86	65.31 63.44	62.44 54.58	65.41 51.86	66.91 56.29	64.63 46.81]
[14.79 32.95	9.13 29.31	0.96 24.91	1.53 18.75	1.33 25.68	1.82 27.58	7.89 34.78	19.96 38.93	16.71 43.01	18.51 49.50	27.64 44.31]	28.38 32.92
[37.20 55.13	39.22 55.18	36.87 52.29	26.11 57.29	29.44 58.95	32.05 55.53	44.92 48.61	54.14 51.34	49.38 46.94	53.79 50.70	56.71 50.45	56.89 49.82]
[72.27 60.38	69.51 62.04	62.09 64.09	53.89 59.31	54.47 55.97	57.43 59.19	55.49 61.49	62.40 61.08	59.83 72.41	54.44 69.97	59.96 65.60	59.98 67.10]
[66.63 44.77	60.02 44.15	52.93 42.91	47.09 34.39	44.37 35.16	47.17 40.71	46.40 47.01	48.13 47.76	41.96 54.31	39.45 54.56	44.89 57.52	41.97 56.03]
[59.80 55.67	53.89 53.79	41.81 55.54	38.38 45.25	36.33 45.24	38.84 51.19	43.87 63.79	53.55 63.42	56.10 65.36	57.56 65.82	55.38 63.94	52.24 64.98]
[56.58 44.71	53.43 44.02	44.39 48.40	37.57 41.31	35.73 40.31	38.19 49.45	38.95 58.93	47.18 59.37	43.16 62.88	41.76 60.99	47.48 59.18	43.03 62.75]
[61.58 61.16	53.56 61.32	47.91 61.24	42.72 56.34	39.94 55.09	41.21 58.83	49.08 59.70	53.64 61.86	54.91 66.20	62.87 68.39	63.95 65.60	63.82 61.63]
[55.13 36.15	53.01 41.56	39.30 38.48	35.98 35.85	33.89 38.03	28.56 44.93	27.95 45.38	23.08 50.33	16.96 54.35	19.43 64.79	32.15 65.98	36.18 65.36]
[59.62 59.63	58.73 56.39	50.31 55.78	43.79 55.91	40.11 52.39	41.12 54.40	46.33 52.29	52.30 56.96	52.16 62.14	58.84 68.35	62.77 64.04	64.11 52.77]
[63.18 47.70	67.50 52.06	68.50 49.03	67.30 50.29	67.99 42.72	65.39 42.41	60.84 31.73	44.95 33.16	35.25 45.05	38.07 54.72	49.65 55.87	48.60 56.43]
[42.18 45.22	37.98 41.57	31.97 42.46	22.07 40.47	25.34 39.33	23.18 45.22	33.20 46.63	40.52 54.22	43.17 57.28	43.50 64.90	46.50 60.11	43.14 57.66]
[63.95 69.03	64.00 70.42	54.17 70.28	44.97 65.85	42.93 66.92	47.25 70.76	51.89 73.00	54.03 82.20	60.95 75.84	67.05 73.67	68.15 76.05	68.04 75.54]
[54.68 43.55	42.08 40.53	37.63 45.10	29.61 45.91	29.40 48.24	25.82 47.56	34.14 61.87	41.40 65.03	44.60 67.39	41.03 65.54	41.90 58.76	42.88 43.89]

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

[65.42 58.99 49.99 45.96 44.33 43.14 49.05 52.64 57.30 53.34 57.38 55.02
52.02 50.24 50.55 45.36 48.33 50.06 67.39 70.52 73.76 68.49 59.85 53.33]

[59.97 55.49 44.09 37.49 33.98 33.47 40.71 39.19 44.85 40.56 45.52 50.21
50.03 48.49 46.75 45.88 42.80 44.49 52.70 49.42 54.16 58.05 54.00 45.42]

[58.90 57.23 45.37 45.74 43.33 38.66 33.65 17.53 16.50 23.46 34.14 40.92
40.34 42.99 46.30 42.84 40.79 38.85 51.18 48.61 55.26 58.12 62.20 63.81]

[55.42 45.62 37.12 34.67 29.64 31.01 33.49 30.65 33.35 35.80 44.27 45.72
49.26 51.98 60.13 61.94 65.04 61.53 69.50 66.20 61.34 60.48 57.04 55.10]

[36.52 32.41 33.35 22.33 10.56 10.60 23.36 11.34 7.59 0.00 5.48 4.84
4.88 3.86 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 8.80 26.54 9.98 0.00]

[34.32 32.03 28.82 23.30 10.97 5.50 24.31 26.03 14.85 0.23 12.96 10.05
9.06 9.04 9.93 13.59 10.87 9.90 0.00 0.00 13.77 33.74 12.24 0.00]

[38.03 35.58 32.79 30.13 14.59 8.57 18.19 24.42 17.42 11.42 20.44 17.15
14.60 14.32 11.13 8.76 10.66 10.11 3.52 5.12 18.99 27.69 8.82 0.00]

[35.64 26.14 21.02 13.21 0.83 0.99 14.82 17.43 21.92 9.74 15.99 15.13
13.73 13.55 15.58 20.22 20.55 22.10 21.90 27.71 40.73 49.31 29.59 8.68]

[48.95 45.66 40.74 37.81 22.78 9.87 12.84 26.81 17.29 11.49 25.92 21.51
21.34 20.33 16.79 22.71 18.75 22.32 17.72 12.55 38.30 52.49 27.95 6.79]

[53.32 35.10 36.52 38.58 43.49 45.41 43.44 35.75 41.91 47.77 49.00 45.99
48.83 50.14 39.14 35.34 32.84 33.53 36.88 41.82 51.08 53.75 56.52 57.79]

[40.94 25.87 16.14 8.09 0.00 0.00 11.34 24.31 34.63 34.89 39.64 34.95
32.42 30.86 12.80 10.84 12.38 15.79 26.15 31.78 35.41 34.60 33.48 20.01]

[65.94 62.24 56.91 53.31 53.74 50.76 58.93 58.24 75.81 73.00 67.51 58.95
55.26 52.48 37.17 37.78 32.87 29.51 26.87 25.36 31.48 42.00 40.27 29.62]

[41.83 23.35 10.57 10.18 8.44 19.05 26.06 44.60 58.39 56.49 49.19 42.68
38.74 35.45 21.64 19.66 15.90 19.94 27.84 36.63 41.14 42.27 40.57 33.15]

[72.45 53.65 54.58 49.95 45.71 45.25 46.69 37.57 49.02 51.90 56.15 51.90
49.82 51.62 37.64 40.64 39.87 38.44 43.94 47.50 50.00 55.12 52.69 48.91]

[56.32 38.49 32.24 31.13 33.08 29.15 40.86 37.59 44.88 42.27 45.59 46.74
51.82 55.55 50.94 48.13 47.61 46.33 48.63 50.75 48.84 50.38 52.79 53.10]

[71.17 55.80 38.78 26.40 25.85 22.19 27.43 36.73 39.94 38.90 38.85 36.30
35.03 34.60 34.40 34.42 35.14 39.18 43.68 50.53 52.72 58.12 51.56 49.30]

[59.75 53.37 54.93 52.55 54.51 41.72 40.62 23.32 25.30 25.90 34.34 35.17
38.17 41.43 43.85 47.09 48.04 44.87 40.02 38.17 35.18 35.82 35.29 34.23]

[63.56 51.36 40.03 32.03 29.87 28.32 38.17 33.47 32.28 36.79 39.89 42.01
43.51 41.46 39.54 37.60 36.78 45.37 58.99 67.36 61.96 61.57 60.72 59.29]

[64.00 44.32 34.43 25.75 23.79 23.08 35.86 38.74 40.59 49.14 49.16 45.25
47.63 49.72 45.67 45.77 45.25 46.41 43.31 42.85 47.17 54.34 60.08 63.11]

[51.80 46.07 41.99 38.58 35.72 46.73 59.53 68.54 68.46 71.03 70.18 62.14
61.58 59.68 52.61 47.45 43.37 36.22 25.43 28.97 42.44 37.79 40.43 25.69]

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

[59.87	50.02	55.52	57.93	57.32	61.58	64.57	67.88	70.31	80.36	75.92	73.63
73.82	74.07	66.39	63.95	55.36	52.07	52.71	55.37	67.18	65.24	57.73	51.91]
[44.67	44.72	31.88	26.84	18.93	22.85	37.12	50.33	50.42	48.78	51.80	49.87
51.83	53.23	43.52	39.60	34.19	28.10	25.97	32.00	51.50	51.48	45.23	26.93]
[61.63	58.39	49.97	42.19	37.36	52.52	60.93	70.02	79.85	85.93	78.78	71.53
69.45	62.15	54.00	49.53	46.77	43.29	50.03	54.76	60.63	53.52	44.08	26.97]
[53.26	50.21	49.02	39.37	39.17	41.73	53.37	55.72	58.97	64.22	55.89	51.58
48.16	43.78	42.10	36.13	30.52	28.34	29.28	35.27	49.69	43.42	37.27	25.28]
[53.88	52.86	52.26	50.81	55.56	45.83	46.33	41.58	34.81	41.31	50.34	54.54
58.24	56.26	60.20	55.30	54.91	59.19	69.38	71.82	70.89	68.07	69.92	71.28]
[37.49	30.54	27.21	24.98	23.33	27.46	32.05	39.47	47.20	52.62	58.40	62.82
65.19	67.78	65.46	62.38	63.47	69.05	75.42	78.98	78.02	74.92	72.38	69.99]
[65.03	56.81	55.52	53.00	52.99	52.58	44.32	29.81	28.52	33.49	44.93	48.78
49.22	52.59	56.29	53.07	54.58	51.34	60.54	67.04	71.94	70.05	66.33	68.39]
[53.98	51.27	48.34	43.78	42.68	38.43	24.23	17.56	14.05	12.86	24.66	28.80
35.24	35.58	35.05	28.95	24.51	36.98	47.81	57.36	56.90	66.85	61.71	55.99]
[81.01	74.68	64.14	58.84	59.57	58.46	52.63	51.82	57.98	59.80	63.35	63.87
65.69	65.87	63.28	59.61	58.05	57.86	71.24	73.51	73.49	78.36	75.79	73.06]
[41.73	37.49	23.74	19.98	12.78	20.91	26.70	37.44	40.79	46.53	47.98	45.14
44.67	46.46	40.09	42.47	43.67	46.20	52.14	59.41	71.67	71.70	64.25	61.37]
[56.26	59.24	53.49	56.81	47.49	53.69	51.74	67.95	60.01	63.38	67.67	67.52
65.98	67.52	64.96	66.48	70.91	75.19	75.02	75.18	83.92	75.48	71.83	71.56]
[40.98	30.99	20.06	14.08	9.43	17.78	22.63	60.89	67.07	67.22	62.39	62.34
59.08	60.02	52.15	57.46	58.71	61.13	65.35	70.68	79.64	76.39	66.43	59.07]
[39.51	41.30	38.11	31.54	23.83	40.37	39.06	57.30	59.45	70.42	70.95	69.74
67.72	66.51	63.65	64.26	62.49	67.48	74.99	73.16	77.53	72.25	69.84	63.39]
[32.23	25.61	21.85	25.58	16.98	20.68	17.97	36.51	42.65	47.55	46.41	42.59
45.47	47.81	42.92	44.07	45.32	47.09	49.08	56.79	71.18	72.62	59.81	58.46]
[36.00	32.23	25.44	15.74	3.65	24.33	34.40	48.67	55.01	59.52	55.66	55.72
59.75	59.60	56.74	54.17	52.38	53.89	59.51	67.38	59.26	56.52	52.25	47.81]
[36.40	27.71	9.94	6.48	0.00	4.19	14.71	41.47	55.73	59.41	51.04	45.99
49.91	48.02	40.66	38.01	33.43	38.15	50.70	57.02	54.17	56.56	55.26	46.81]
[41.73	37.93	29.39	20.35	10.64	28.49	40.60	59.51	61.42	61.00	57.75	55.14
56.09	58.17	53.61	54.85	53.29	56.95	66.26	74.76	70.84	67.73	62.75	56.99]
[29.44	12.46	0.00	0.00	0.00	2.49	21.12	29.20	33.06	37.81	35.96	35.77
38.96	41.02	39.12	35.11	36.27	43.59	56.78	70.38	71.47	74.39	60.24	51.09]
[53.02	46.96	47.47	46.58	33.09	45.91	44.84	53.98	56.09	59.38	61.98	64.04
64.87	63.27	57.78	56.55	53.46	60.17	70.06	73.49	75.62	68.90	68.47	60.31]
[51.29	46.16	40.02	43.92	47.56	50.43	46.06	45.19	38.50	37.75	40.50	42.42
45.05	41.47	41.96	35.53	30.67	38.16	42.83	49.88	52.48	61.43	63.44	61.94]

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

[41.00	37.33	41.00	39.56	39.81	44.95	51.69	56.59	62.02	61.90	53.49	52.10
51.94	50.18	52.53	51.75	51.66	54.12	52.63	50.04	46.09	42.34	42.82	37.19]
[57.37	55.80	56.04	50.11	47.27	45.29	46.49	50.37	49.71	53.87	54.33	50.61
51.67	47.88	46.55	43.56	42.14	43.01	49.66	49.55	57.90	63.14	57.68	49.49]
[42.95	33.01	29.95	30.24	28.49	26.84	30.65	37.16	40.51	40.57	38.95	40.95
42.06	37.75	33.52	36.40	34.05	33.04	36.20	40.76	42.17	46.27	46.72	41.14]
[57.70	55.38	64.61	69.94	73.16	77.52	73.84	72.65	78.91	79.56	79.65	78.59
77.20	76.53	73.48	70.83	67.47	66.25	61.54	64.17	58.33	53.31	55.27	54.80]
[62.10	59.67	57.54	52.87	55.92	51.74	45.79	32.94	33.07	34.33	35.25	35.70
37.00	41.59	45.23	39.35	39.33	43.77	48.24	52.06	55.92	63.51	56.37	59.47]
[55.18	49.83	51.25	46.36	42.47	42.56	39.34	40.47	42.89	43.12	40.75	45.34
49.01	50.81	50.87	46.43	45.47	44.85	48.01	46.16	53.56	63.19	60.10	55.84]
[46.76	42.68	40.51	32.33	28.08	36.99	49.27	63.53	67.76	70.78	68.28	63.38
60.46	64.97	65.72	59.39	58.64	60.93	60.30	61.66	65.46	63.88	60.44	50.22]
[53.37	53.64	39.85	35.33	36.68	45.03	52.32	64.68	63.32	67.26	72.75	74.74
75.41	75.72	70.93	66.88	64.99	63.18	63.20	64.28	63.47	61.58	55.23	52.46]
[65.31	52.03	39.91	29.89	32.22	37.56	42.91	53.52	46.65	50.68	52.81	54.35
58.82	63.37	65.38	62.36	62.53	61.42	60.90	63.81	63.50	73.28	66.11	60.20]
[50.32	35.47	22.47	27.08	35.22	36.95	37.81	53.21	67.11	68.55	61.02	57.63
57.74	55.45	51.80	48.04	51.08	61.83	65.46	76.60	72.88	63.45	57.39	54.84]
[56.34	54.28	54.45	56.79	61.13	56.01	58.15	66.10	71.23	67.64	63.99	63.55
65.61	64.23	67.16	65.77	68.43	72.28	73.10	78.35	70.03	58.80	51.50	49.41]
[45.90	39.81	35.44	32.89	34.65	38.91	38.31	43.01	47.61	50.25	52.61	54.61
56.73	59.18	57.58	56.80	56.98	64.07	66.72	66.70	66.01	62.38	65.71	63.59]
[67.87	57.41	46.10	46.34	43.79	39.35	34.26	35.67	38.42	47.08	47.12	48.49
45.85	40.59	45.73	43.81	37.03	36.02	44.10	54.78	58.91	54.90	58.11	54.82]
[44.20	34.85	31.17	23.16	15.53	13.78	27.24	37.42	40.74	44.34	48.97	47.56
47.64	49.00	44.95	43.31	41.33	46.04	41.38	48.11	51.29	45.85	44.40	45.52]
[60.64	57.32	45.20	42.95	43.74	48.30	46.05	60.04	66.62	64.42	62.81	63.38
62.78	61.60	62.40	59.02	59.47	64.43	69.08	71.17	62.93	59.63	59.75	52.86]
[45.21	41.85	43.32	46.22	44.63	43.53	47.24	58.14	58.56	59.82	61.75	58.18
61.26	60.93	61.73	64.13	64.30	63.51	59.25	60.27	53.30	52.65	52.45	44.03]
[54.09	51.00	52.30	53.13	52.90	50.35	46.73	41.91	42.96	42.09	51.25	55.67
59.04	56.71	52.59	46.61	44.12	41.66	47.32	45.64	45.61	50.94	52.61	50.82]
[49.15	47.07	46.11	40.80	34.48	40.58	41.39	41.29	43.50	46.60	44.76	48.43
48.98	46.28	41.43	42.32	42.07	46.84	46.85	48.51	50.02	52.52	49.31	48.96]
[41.96	38.31	32.23	28.40	26.49	32.19	37.90	54.10	60.65	60.69	58.56	56.99
54.62	55.07	52.89	51.57	51.73	46.55	41.87	36.03	36.03	37.91	31.87	24.22]
[56.44	48.19	42.26	47.96	48.91	57.21	73.06	82.69	82.52	78.04	75.62	71.55
72.98	75.16	72.83	75.26	77.23	76.64	71.19	66.00	59.31	52.72	54.47	56.73]

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

[70.70 60.54 62.17 62.39 64.80 55.66 61.32 62.88 61.13 68.20 68.74 69.67
67.10 71.02 67.68 70.39 62.43 56.69 57.88 61.95 65.29 61.44 66.98 62.91]

[62.99 52.55 52.55 47.45 52.29 56.97 64.62 87.51 84.39 92.55 80.49 77.64
75.05 72.64 72.16 75.39 73.93 75.53 71.53 68.35 65.19 60.65 59.48 58.20]

[58.28 51.33 49.41 44.41 43.32 47.31 40.10 48.40 45.41 39.89 38.63 38.45
38.88 37.57 33.01 31.03 29.27 35.37 43.56 47.17 49.04 53.59 58.56 52.19]

[41.18 26.54 5.03 0.00 0.15 14.66 22.07 46.77 46.49 50.70 49.29 46.25
48.86 47.94 44.99 41.65 46.27 51.60 62.74 62.82 58.67 54.42 55.23 49.78]];

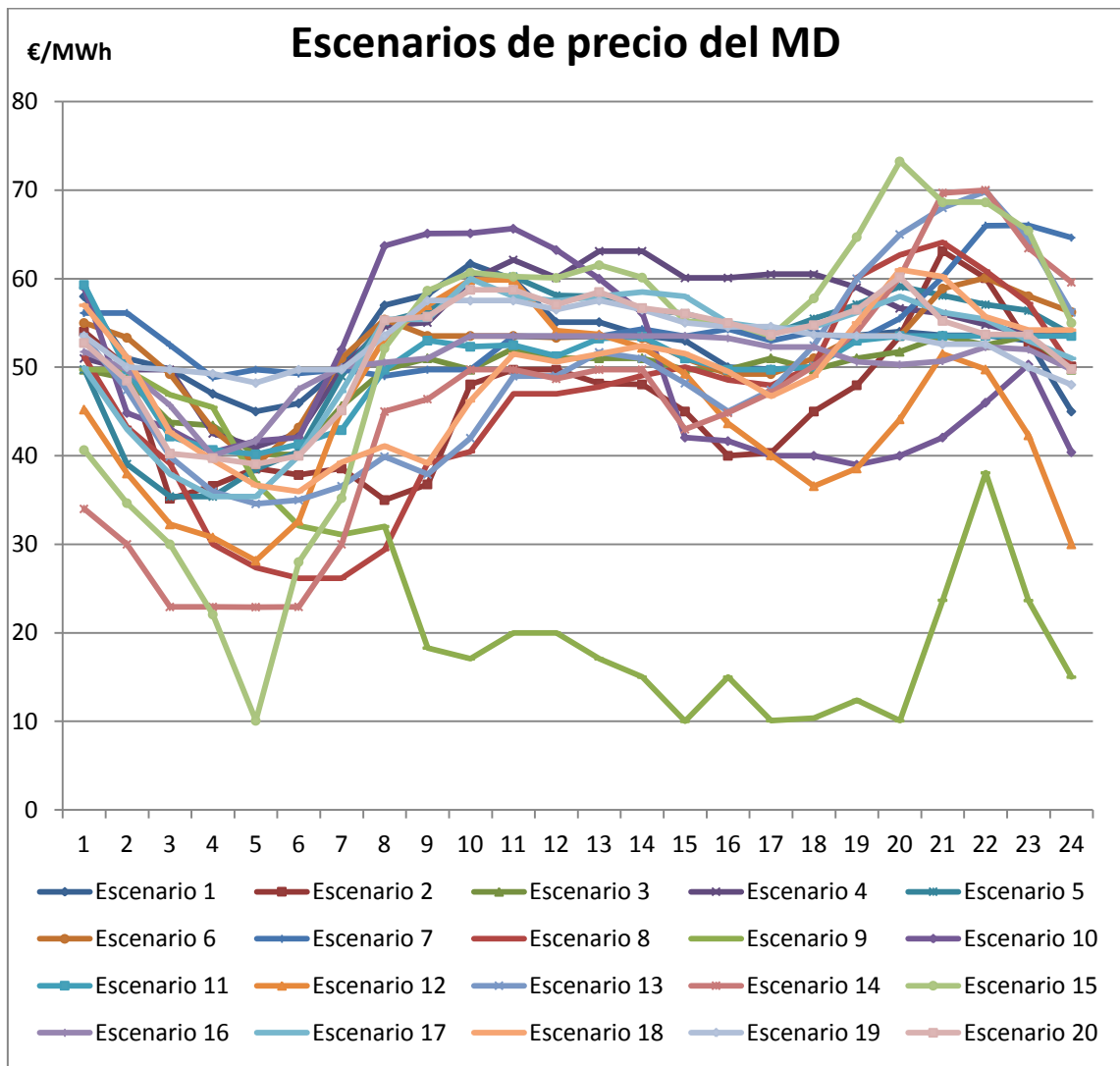


Figura A1 1: Escenarios de precio del Mercado Diario

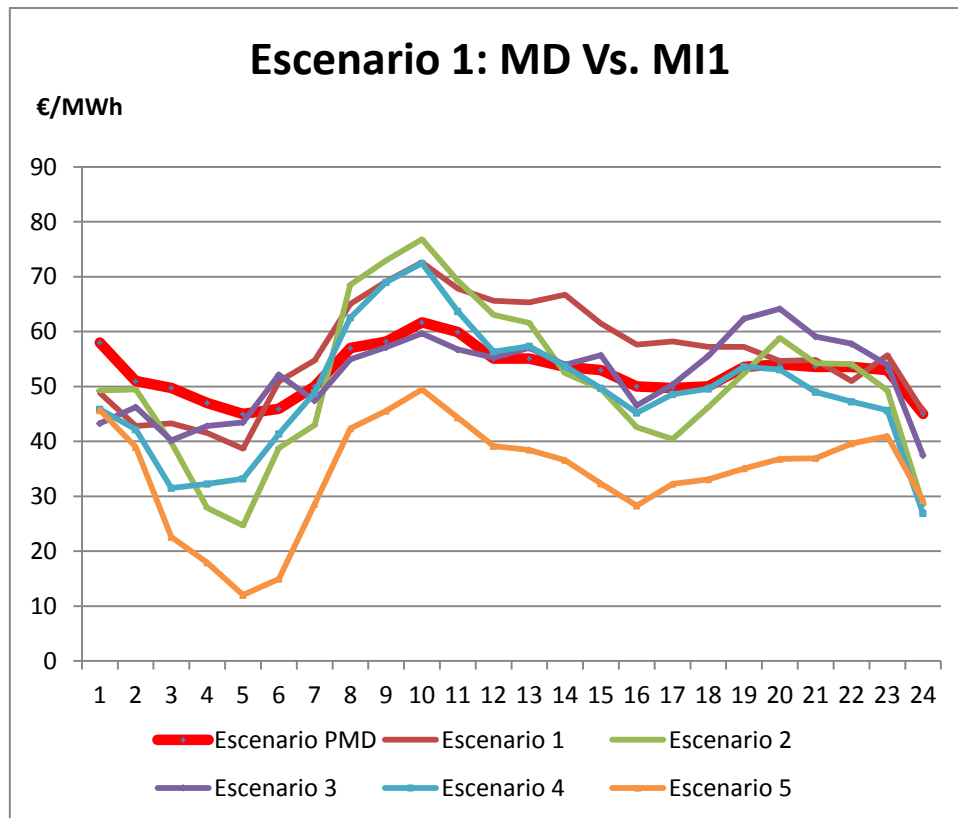


Figura A1 2: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 1 del Mercado Diario

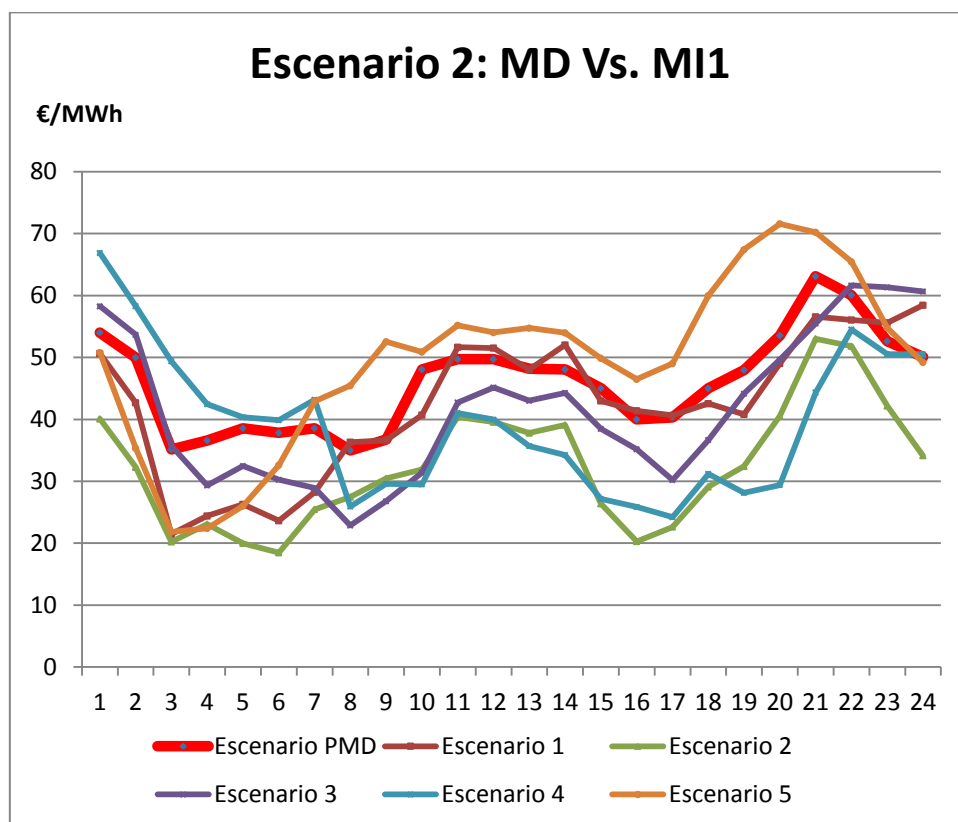


Figura A1 3: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 2 del Mercado Diario

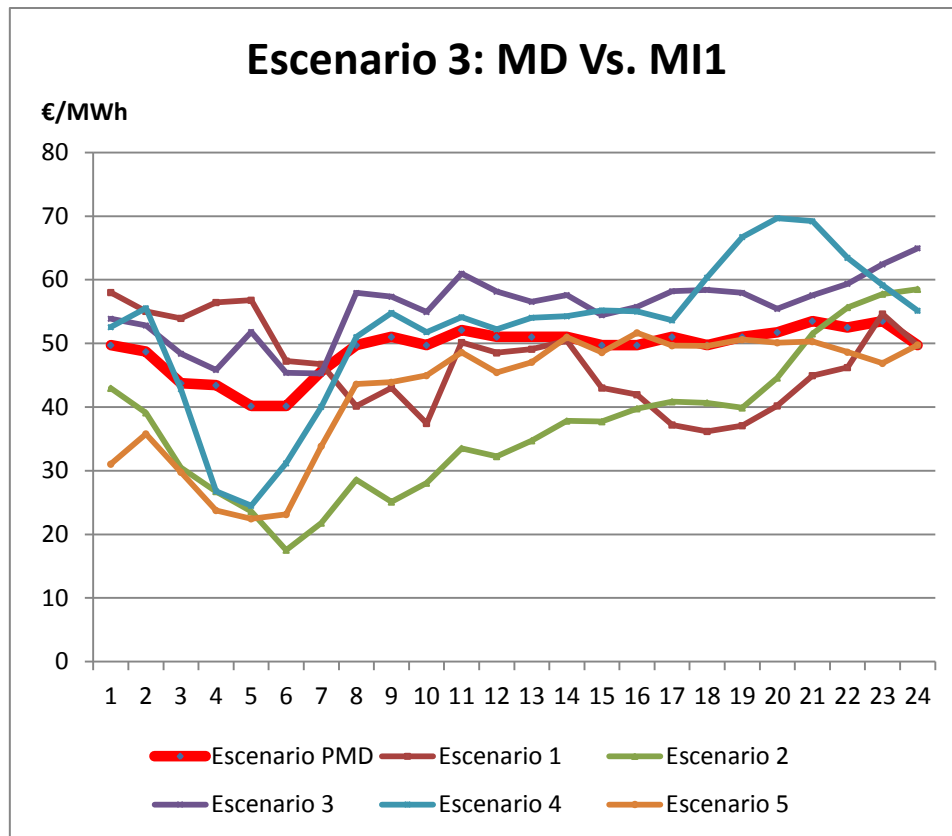


Figura A1 4: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 3 del Mercado Diario

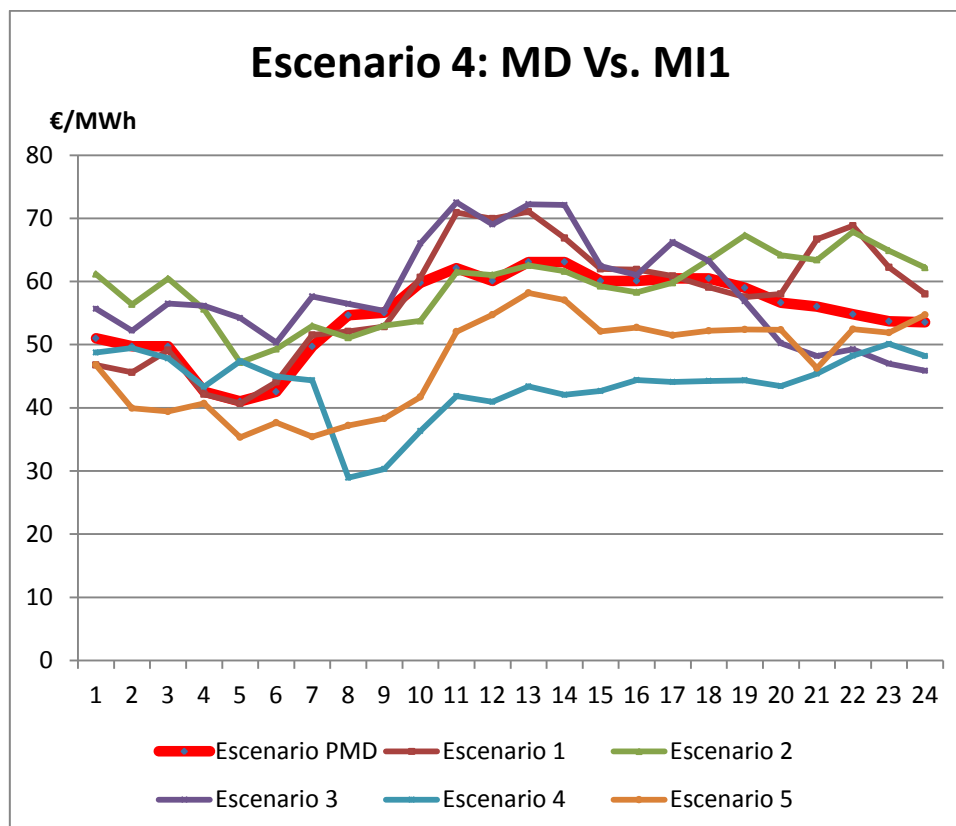


Figura A1 5: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 4 del Mercado Diario

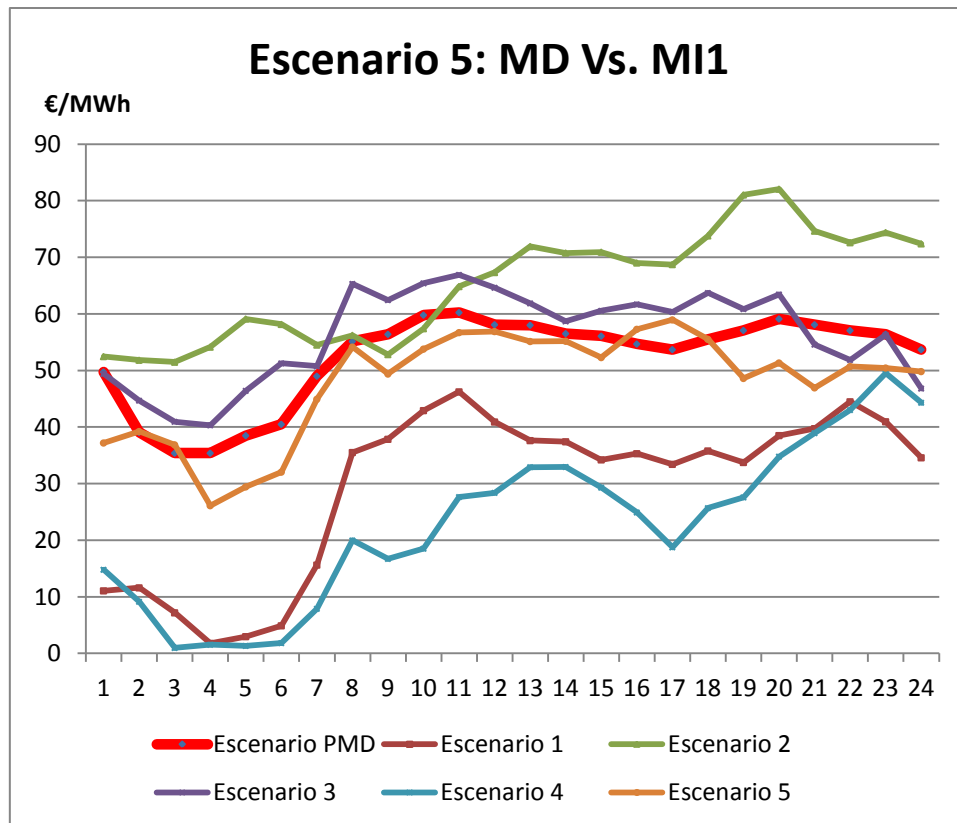


Figura A1 6: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 5 del Mercado Diario

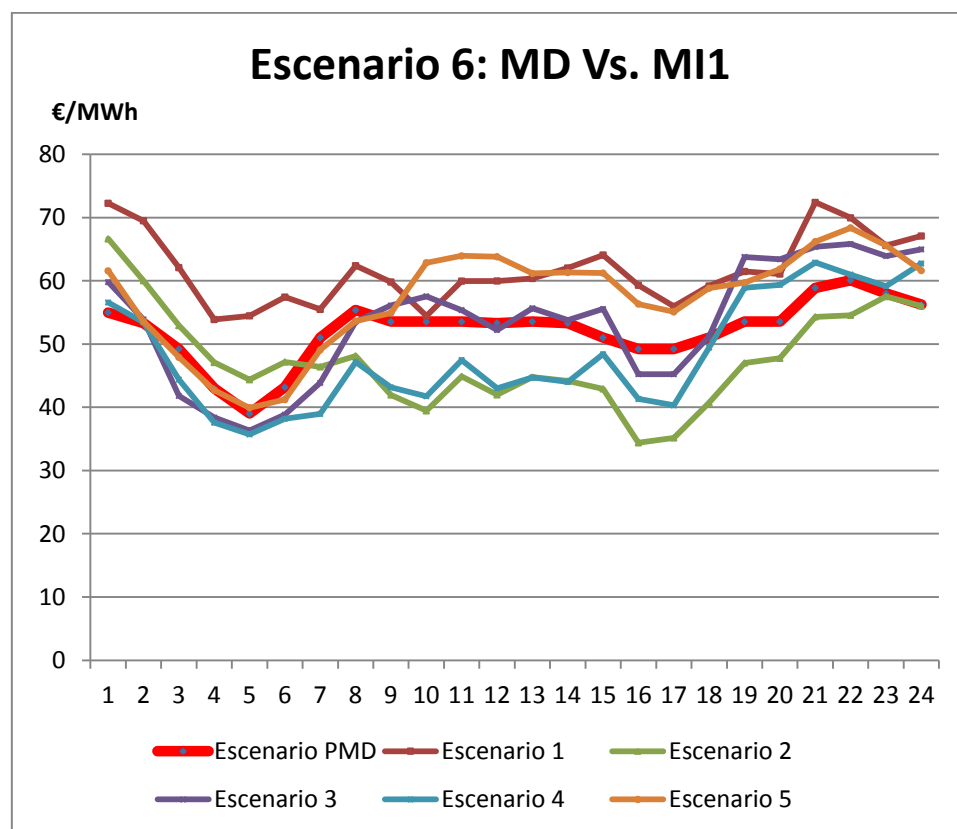


Figura A1 7: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 6 del Mercado Diario

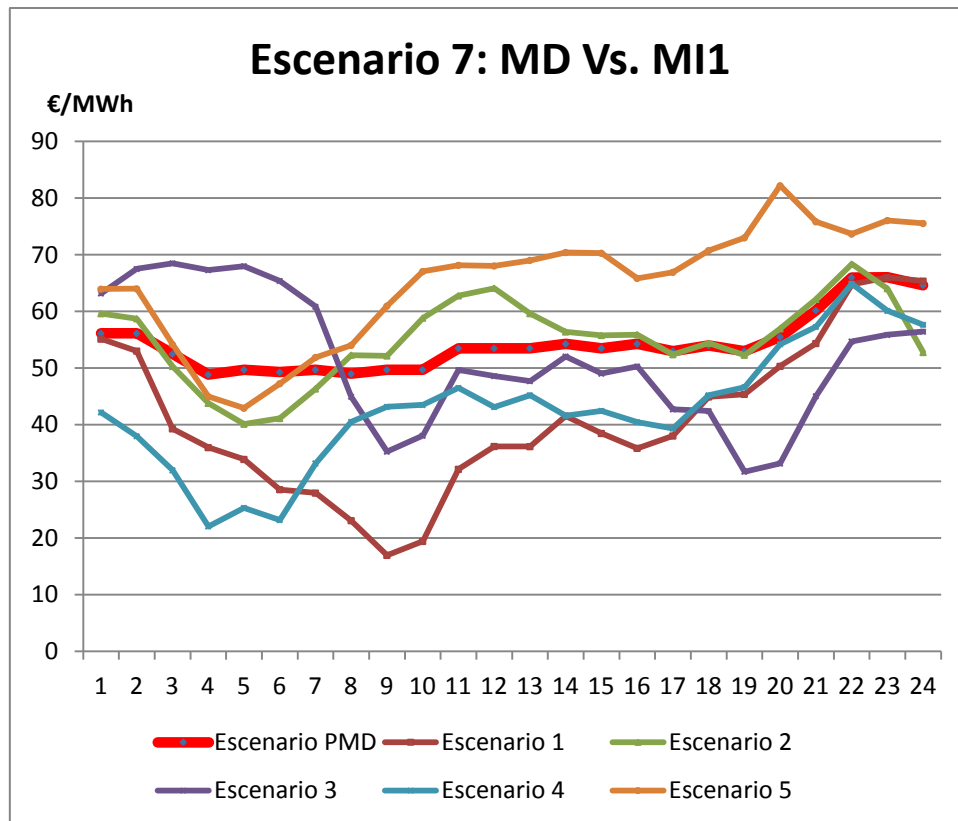


Figura A1 8: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 7 del Mercado Diario

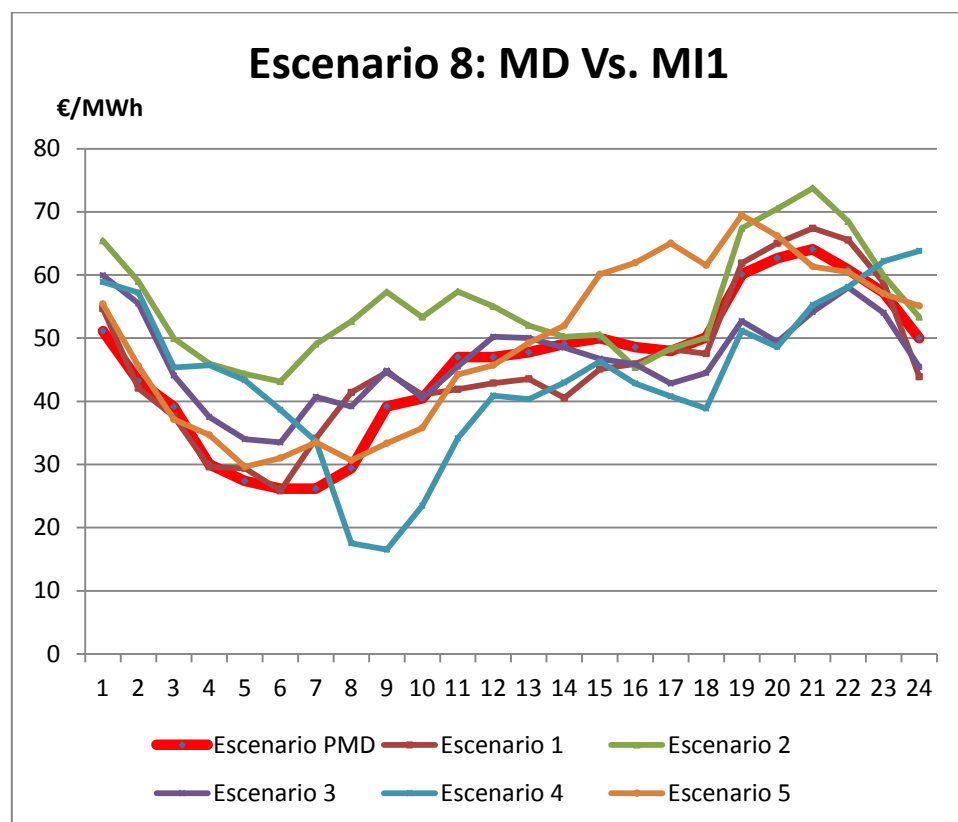


Figura A1 9: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 8 del Mercado Diario

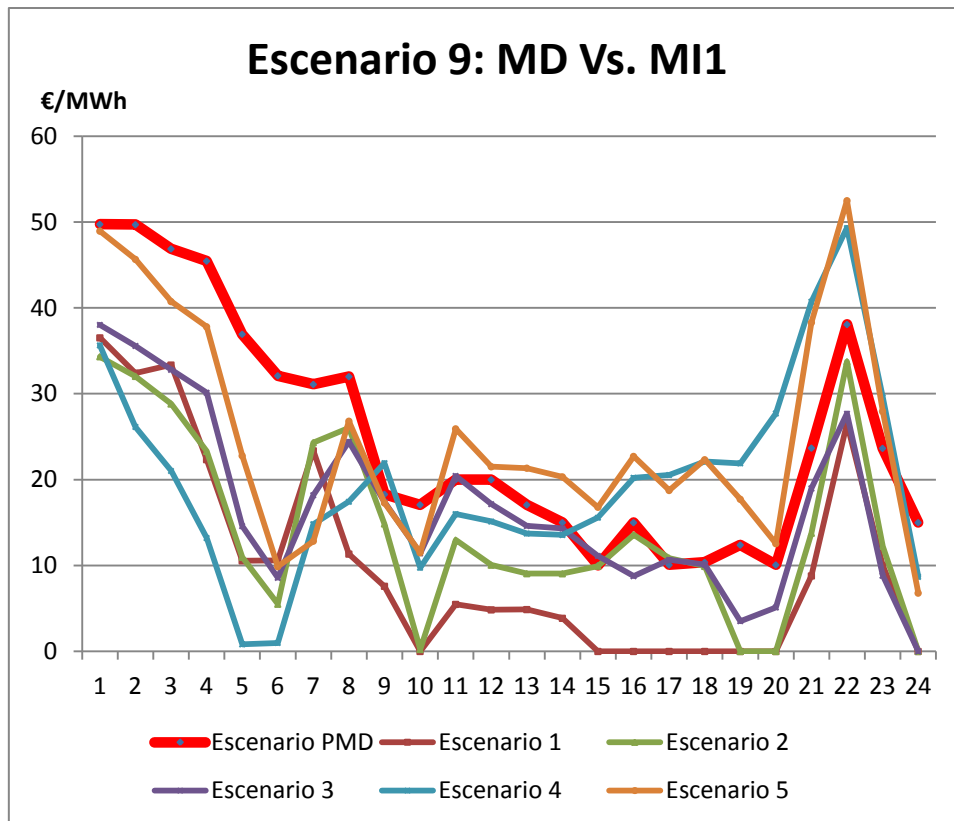


Figura A1 10: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 9 del Mercado Diario

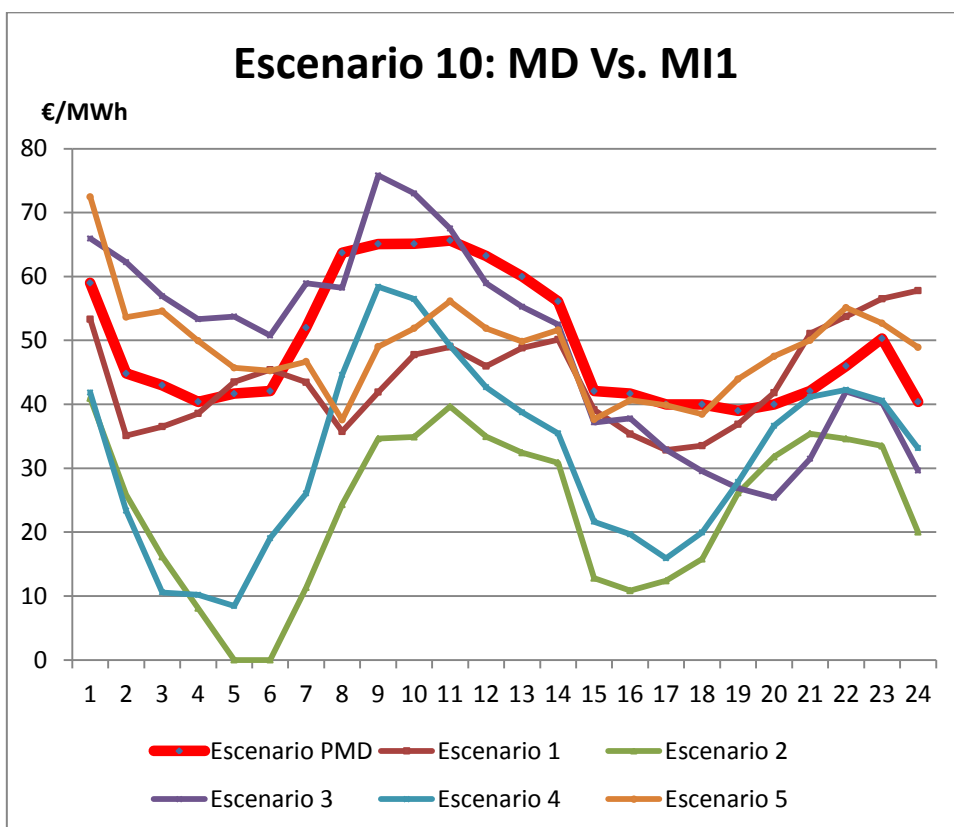


Figura A1 11: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 10 del Mercado Diario

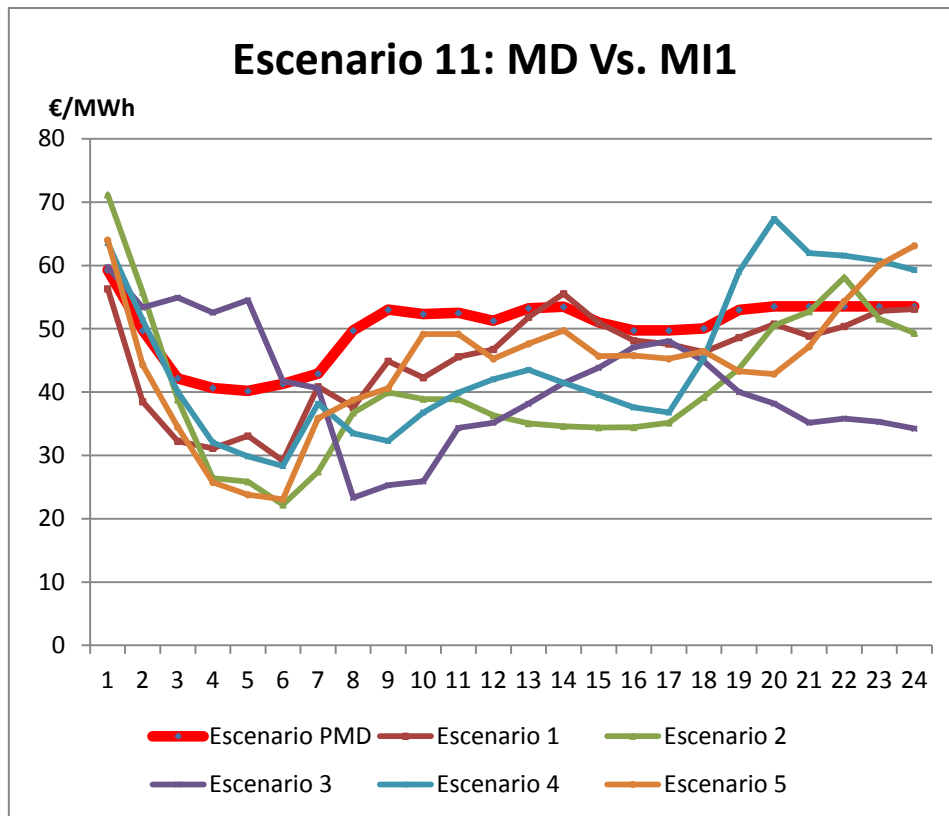


Figura A1 12: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 11 del Mercado Diario

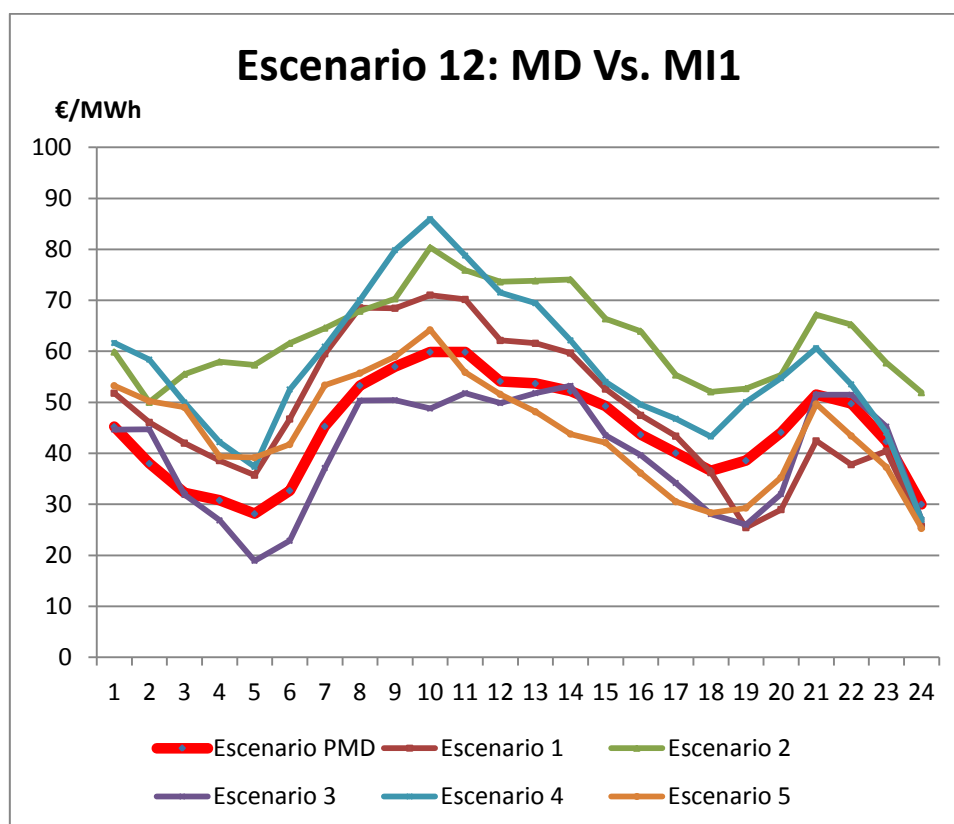


Figura A1 13: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 12 del Mercado Diario

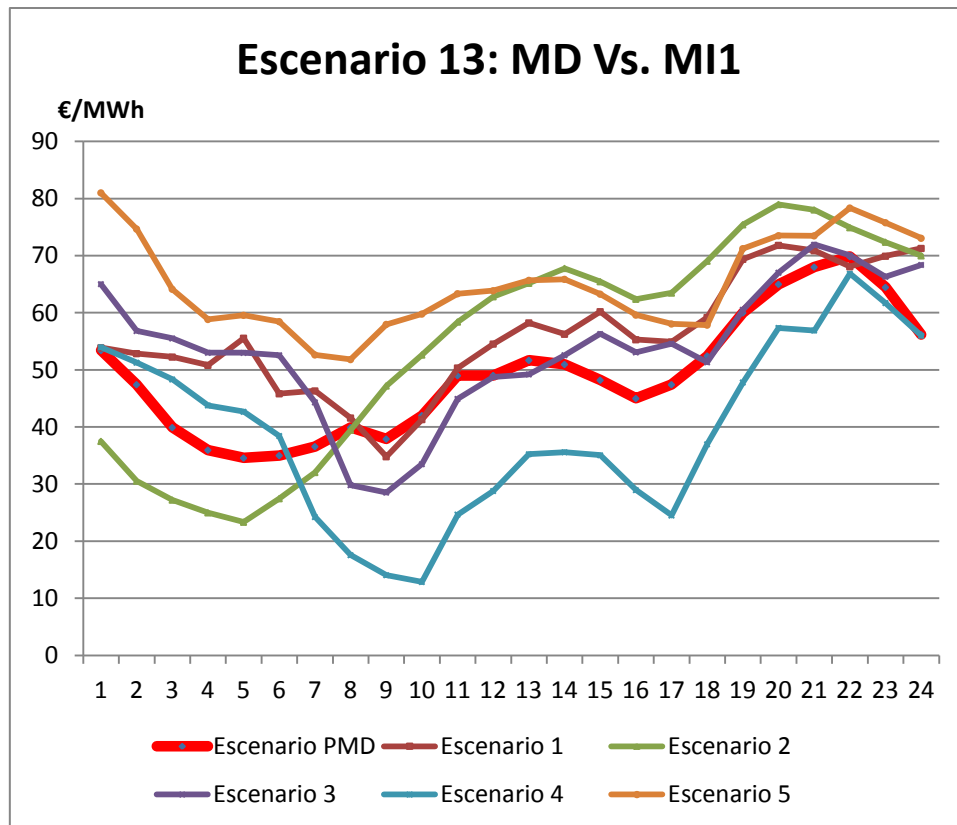


Figura A1 14: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 13 del Mercado Diario

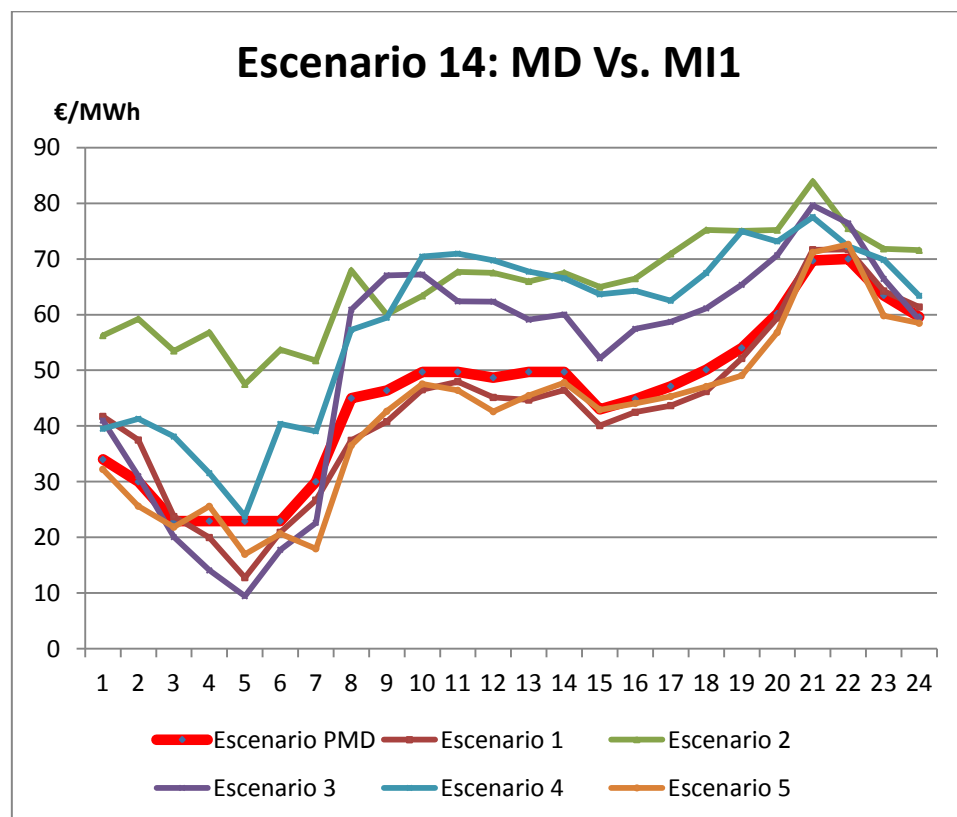


Figura A1 15: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 14 del Mercado Diario

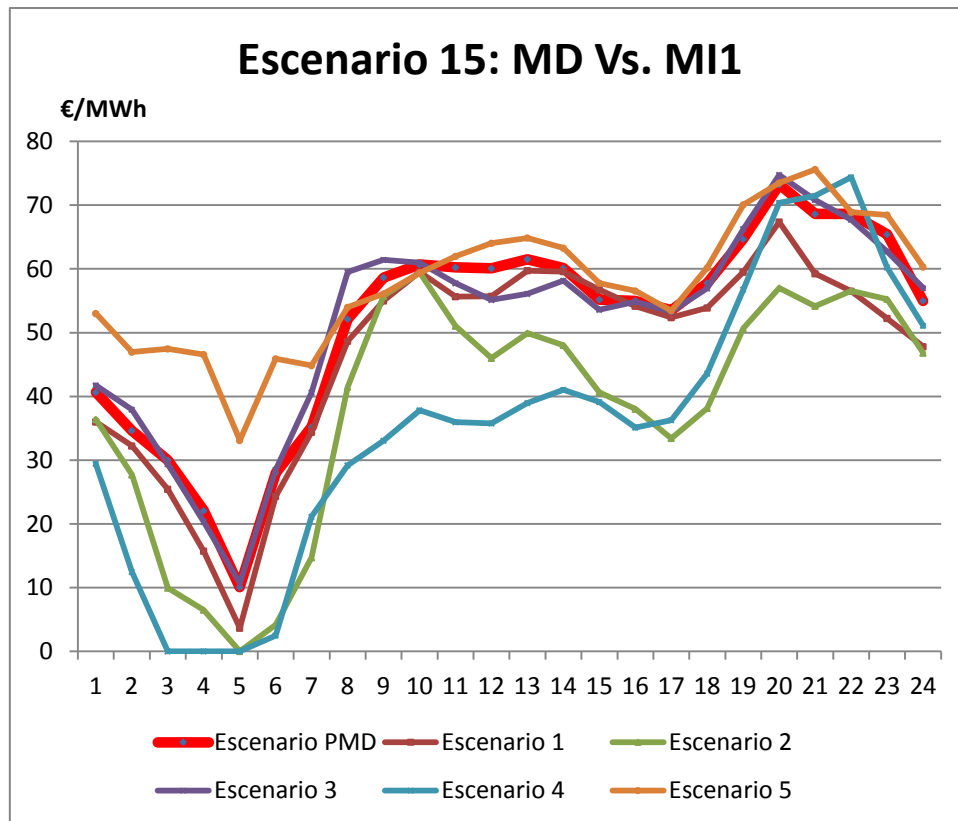


Figura A1 16: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 15 del Mercado Diario

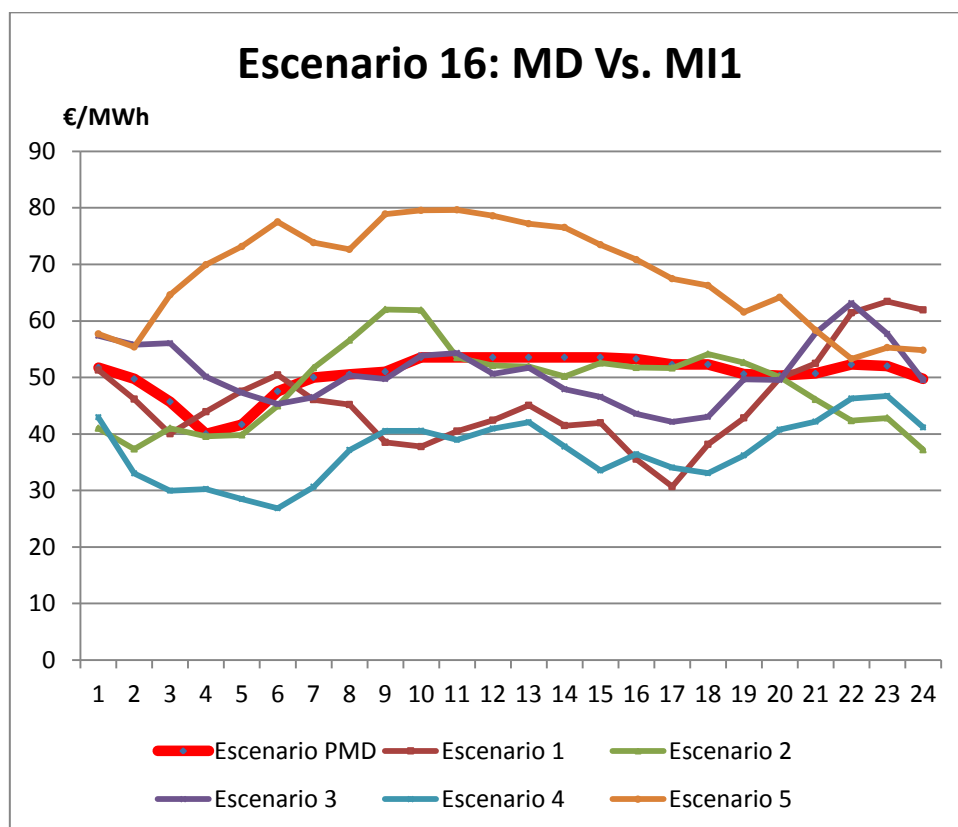


Figura A1 17: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 16 del Mercado Diario

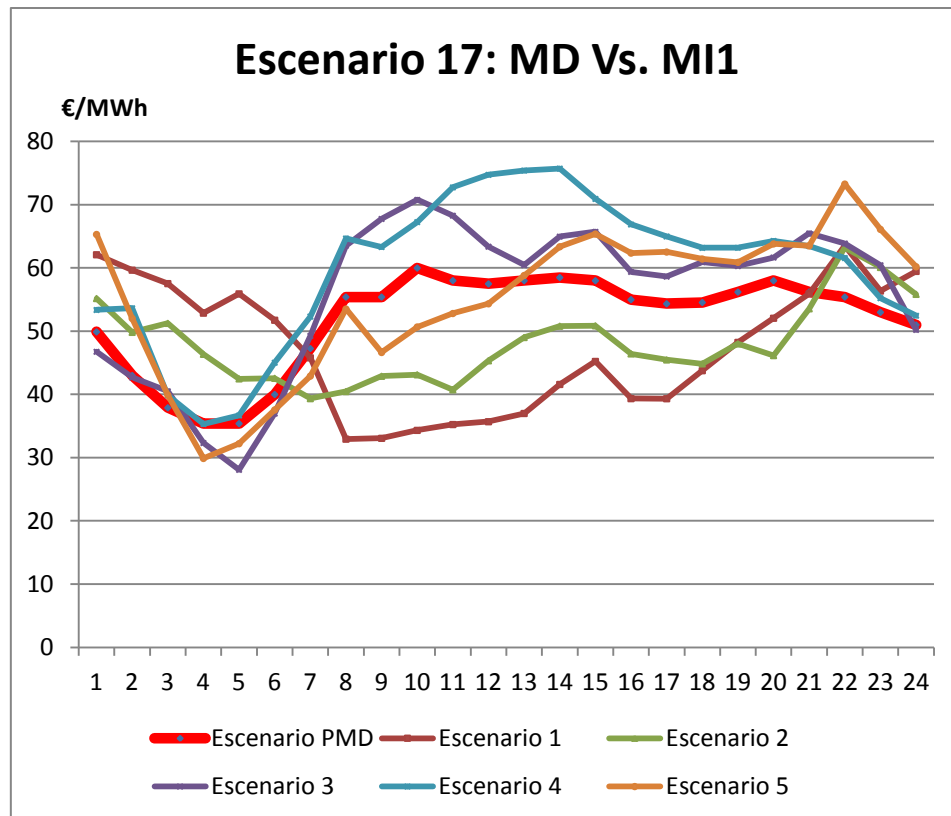


Figura A1 18: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 17 del Mercado Diario

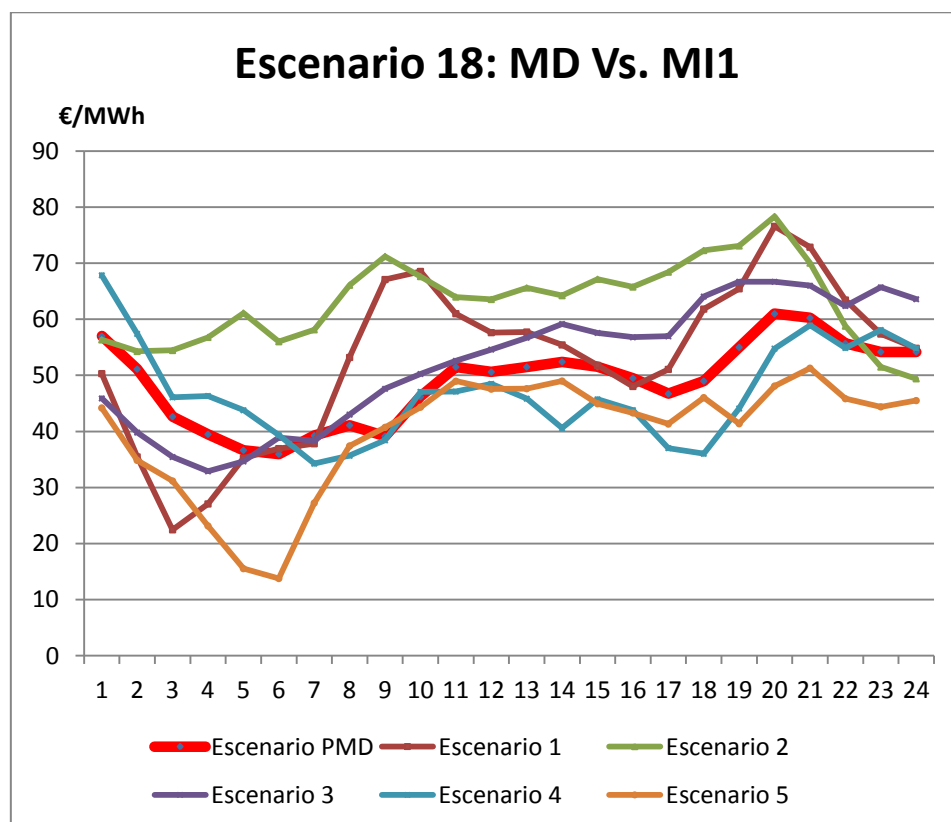


Figura A1 19: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 18 del Mercado Diario

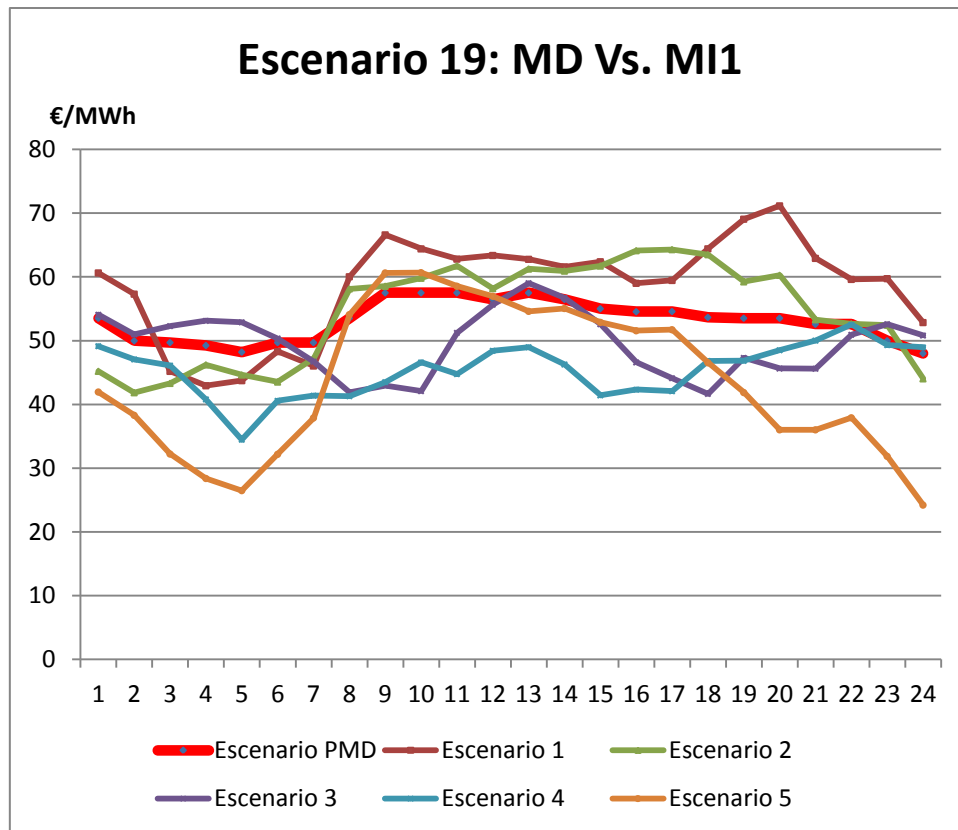


Figura A1 20: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 19 del Mercado Diario

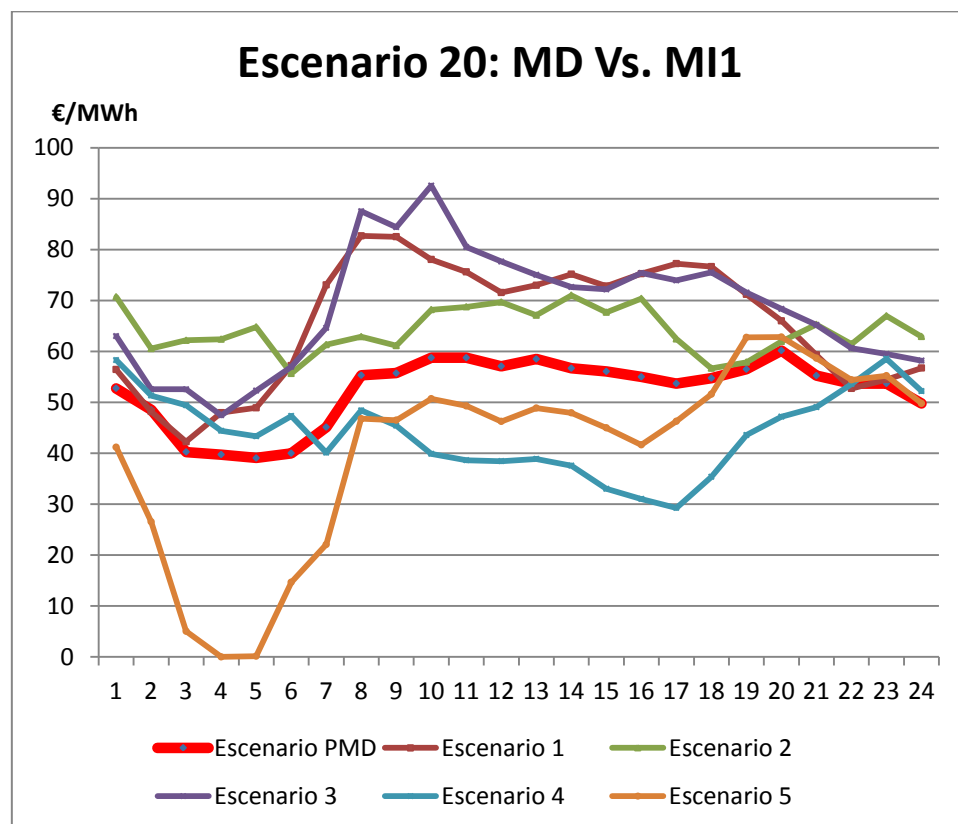


Figura A1 21: Escenarios de precio del Mercado Intradiario para el escenario 20 del Mercado Diario

ANEXO 2: Código del modelo de solución única en IBM ILOG CPLEX Optimization Studio.

Para la optimización del programa de la central hidroeléctrica reversible en los Mercados Diario e Intradiario 1 en una única oferta, se ha programado en el software de optimización IBM ILOG CPLEX Optimization Studio el modelo expuesto en el apartado “2.3.1. Generación de escenarios y reformulación del modelo de solución única”. El código generado es el siguiente:

```

/*****
 * OPL 12.5.1.0 Model
 * Author: Pablo
 * Creation Date: 06/10/2013 at 18:18:18
 *****/
//Número de horas del día
int nhoras=24;
range horas=1..nhoras;
//
//Número de escenarios de precio del MD
int nescPMD=20;
range escenarioPMD=1..nescPMD;
//
//Número total de escenarios de precio del MI1
int nescPMI=100;
range escenarioPMI=1..nescPMI;
//
//Número de escenarios de precio del MI1 considerados
//para cada escenario de precio del MD
int intxdia=5;
range Rintxdia=1..intxdia;
//
//Probabilidades asignadas a cada escenario de precio
float probPMD=1/nescPMD;
float probPMI=1/intxdia;
//
//Potencia total y potencia de cada turbina
dvar float+ T[horas];
dvar float+ TD[horas];
dvar float+ TVI[horas];
dvar float+ TCI[horas];
dvar float T1[horas];
dvar float T2[horas];
dvar float T3[horas];
dvar float T4[horas];
//
//Potencia total y potencia de cada bomba
dvar float+ B[horas];
dvar float+ BD[horas];
dvar float+ BVI[horas];
dvar float+ BCI[horas];
dvar float B1[horas];
dvar float B2[horas];
dvar float B3[horas];
dvar float B4[horas];
//
//Programa total de la central
dvar float C[horas];
//
//
//

```

```
//Variables auxiliares para estado de los grupos
dvar boolean y1[horas];
dvar boolean y2[horas];
dvar boolean y3[horas];
dvar boolean y4[horas];
dvar boolean z1[horas];
dvar boolean z2[horas];
dvar boolean z3[horas];
dvar boolean z4[horas];
//
//Volumen del embalse inferior y superior
dvar float vi[horas];
dvar float vs[horas];
//
//Carga los escenarios de precio del fichero de datos
float PD[escenarioPMD][horas]=...;
float PI[escenarioPMI][horas]=...;
//
//Numero de grupos
int N=4;
//
//Potencias máximas y mínimo técnico
int Tmax=25;
int Bmax=30;
int Tmin=10;
//
//Gasto de la bomba y de la turbina
float gt=0.0504;
float gb=0.042;
//
//Volumen inicial, mínimo y máximo de los embalses
int vi0=50;
int vs0=30;
int vmin=0;
int vsmin=0;
int vimax=100;
int vsmax=50;
//
//Función objetivo
maximize
    sum( h in horas )
        sum(d in escenarioPMD)
            sum(i in Rintxdia)
                probPMD*probPMI*(PD[d][h]*(TD[h]-BD[h])+PI[5*d-5+i][h]*(TVI[h]-
TCI[h]-BCI[h]+BVI[h]));
//
//Restricciones
subject to{
    forall (h in horas)
        ctsumamercadosT: //Programa final de las turbinas
            T[h]-TD[h]-TVI[h]+TCI[h]==0;
//
    forall (h in horas)
        ctsumamercadosB: //Programa final de las bombas
            B[h]-BD[h]-BCI[h]+BVI[h]==0;
//
    forall (h in horas)
        ctventamaxima: //Venta máxima en el MD
            TD[h]<=N*Tmax;
//
//
```

```
forall (h in horas)
    ctcompramaxima: //Compra máxima en el MD
        BD[h]<=N*Bmax;
//
forall (h in horas)
    ctsumaturbinas://La suma de los 4 grupos según funcionen o no
        T[h]-T1[h]-T2[h]-T3[h]-T4[h]==0;
//
forall (h in horas)
    ctsumabombas://La suma de las 4 bombas según funcionen o no
        B[h]-B1[h]-B2[h]-B3[h]-B4[h]==0;
//
//Las bombas van a plena carga siempre
forall (h in horas)
    ctbombaplenacarga1:
        B1[h]-Bmax*y1[h]==0;
forall (h in horas)
    ctbombaplenacarga2:
        B2[h]-Bmax*y2[h]==0;
forall (h in horas)
    ctbombaplenacarga3:
        B3[h]-Bmax*y3[h]==0;
forall (h in horas)
    ctbombaplenacarga4:
        B4[h]-Bmax*y4[h]==0;
//
//Plena carga de cada turbina
forall (h in horas)
    turbinapc1:
        T1[h]-Tmax*z1[h]<=0;
forall (h in horas)
    turbinapc2:
        T2[h]-Tmax*z2[h]<=0;
forall (h in horas)
    turbinapc3:
        T3[h]-Tmax*z3[h]<=0;
forall (h in horas)
    turbinapc4:
        T4[h]-Tmax*z4[h]<=0;
//
// Mínimo técnico de las turbinas
forall (h in horas)
    mt1:
        T1[h]-Tmin*z1[h]>=0;
forall (h in horas)
    mt2:
        T2[h]-Tmin*z2[h]>=0;
forall (h in horas)
    mt3:
        T3[h]-Tmin*z3[h]>=0;
forall (h in horas)
    mt4:
        T4[h]-Tmin*z4[h]>=0;
//
//Impedir bombear y turbinar a la vez:
forall (h in horas)
    nbt11:
        z1[h]+y1[h]<=1;
forall (h in horas)
    nbt12:
        z1[h]+y2[h]<=1;
```



```
forall (h in horas)
    nbt13:
        z1[h]+y3[h]<=1;
forall (h in horas)
    nbt14:
        z1[h]+y4[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb21:
        z2[h]+y1[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb22:
        z2[h]+y2[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb23:
        z2[h]+y3[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb24:
        z2[h]+y4[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb31:
        z3[h]+y1[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb32:
        z3[h]+y2[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb33:
        z3[h]+y3[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb34:
        z3[h]+y4[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb41:
        z4[h]+y1[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb42:
        z4[h]+y2[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb43:
        z4[h]+y3[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb44:
        z4[h]+y4[h]<=1;
//
//Restricciones de movimiento de volumen
ctvinf0:
    //Primera hora
vi[1]==vi0+gt*T[1]-gb*B[1];
//
//Resto de horas
forall (i in 1..nhoras-1)
    ctvinft:
        vi[i+1]-vi[i]-gt*T[i+1]+gb*B[i+1]==0;
//
ctvolumenfinalinf:
    //Volumen al final del dia igual al inicial
vi[24]==vi0;
//
ctvsup0:
    //Primera hora
vs[1]==vs0-gt*T[1]+gb*B[1];
//
```

```
        //Resto de horas
        forall (i in 1..nhoras-1)
            ctvsupt:
                vs[i+1]-vs[i]+gt*T[i+1]-gb*B[i+1]==0;
//
ctvolumenfinalsup:
    //Volumen al final del dia igual al inicial
    vs[24]==vs0;
//
    //No sobrepasar el volumen máximo de ambos embalses
    forall (h in horas)
        ctvsmx:
            vi[h]<=vimax;
    forall (h in horas)
        ctvimx:
            vs[h]<=vsmax;
//
    //No sobrepasar el volumen mínimo de ambos embalses
    forall (h in horas)
        ctvsmin:
            vi[h]>=vimin;
    forall (h in horas)
        ctvimin:
            vs[h]>=vsmin;
//
    //Cálculo del programa de la central
    forall (h in horas)
        ctcentral:
            C[h]-T[h]+B[h]==0;
}
```

ANEXO 3: Código del modelo de solución múltiple en IBM ILOG CPLEX Optimization Studio.

Para la optimización del programa de la central hidroeléctrica reversible en los Mercados Diario e Intradía 1 con una solución óptima para cada escenario de precio del MD, se ha programado en el software de optimización IBM ILOG CPLEX Optimization Studio el modelo expuesto en el apartado “2.3.2. Modelo de solución múltiple”. El código generado es el siguiente:

```

/*****
 * OPL 12.5.1.0 Model
 * Author: Pablo
 * Creation Date: 07/10/2013 at 01:52:36
 *****/
//Número de horas del día
int nhoras=24;
range horas=1..nhoras;
//
//Número de escenarios de precio del MD
int nescPMD=20;
range escenarioPMD=1..nescPMD;
//
//Número total de escenarios de precio del MI1
int nescPMI=100;
range escenarioPMI=1..nescPMI;
//
//Número de escenarios de precio del MI1 considerados
//para cada escenario de precio del MD
int intxdia=5;
range Rintxdia=1..intxdia;
//
//Probabilidades asignadas a cada escenario de precio
float probPMD=1/nescPMD;
float probPMI=1/intxdia;
//
//Potencia total y potencia de cada turbina
dvar float+ T[escenarioPMD][horas];
dvar float+ TD[horas];
dvar float+ TVI[escenarioPMD][horas];
dvar float+ TCI[escenarioPMD][horas];
dvar float T1[escenarioPMD][horas];
dvar float T2[escenarioPMD][horas];
dvar float T3[escenarioPMD][horas];
dvar float T4[escenarioPMD][horas];
//
//Potencia total y potencia de cada bomba
dvar float+ B[escenarioPMD][horas];
dvar float+ BD[horas];
dvar float+ BVI[escenarioPMD][horas];
dvar float+ BCI[escenarioPMD][horas];
dvar float B1[escenarioPMD][horas];
dvar float B2[escenarioPMD][horas];
dvar float B3[escenarioPMD][horas];
dvar float B4[escenarioPMD][horas];
//
//Programa total de la central
dvar float C[escenarioPMD][horas];
//
//

```

```
//Variables auxiliares para estado de los grupos
dvar boolean y1[escenarioPMD][horas];
dvar boolean y2[escenarioPMD][horas];
dvar boolean y3[escenarioPMD][horas];
dvar boolean y4[escenarioPMD][horas];
dvar boolean z1[escenarioPMD][horas];
dvar boolean z2[escenarioPMD][horas];
dvar boolean z3[escenarioPMD][horas];
dvar boolean z4[escenarioPMD][horas];
//
//Volumen del embalse inferior y superior
dvar float vi[escenarioPMD][horas];
dvar float vs[escenarioPMD][horas];
//
//Carga los escenarios de precio del fichero de datos
float PD[escenarioPMD][horas]=...;
float PI[escenarioPMI][horas]=...;
//
//Numero de grupos
int N=4;
//
//Potencias máximas y mínimo técnico
int Tmax=25;
int Bmax=30;
int Tmin=10;
//
//Gasto de la bomba y de la turbina
float gt=0.0168;
float gb=0.014;
//
//Volumen inicial, mínimo y máximo de los embalses
int vi0=50;
int vs0=30;
int vmin=0;
int vsmin=0;
int vimax=100;
int vsmax=50;
//
//Función objetivo
maximize
    sum( h in horas )
        sum(d in escenarioPMD)
            sum(i in Rintxdia)
                probPMD*probPMI*(PD[d][h]*(TD[h]-BD[h])+PI[5*d-
5+i][h]*(TVI[d][h]-TCI[d][h]-BCI[d][h]+BVI[d][h]));
//
//Restricciones
//
subject to{
    forall (h in horas)
        forall (d in escenarioPMD)
            ctsumamercadosT: //Programa final de las turbinas
                T[d][h]-TD[h]-TVI[d][h]+TCI[d][h]==0;
//
    forall (h in horas)
        forall(d in escenarioPMD)
            ctsumamercadosB: //Programa final de las bombas
                B[d][h]-BD[h]-BCI[d][h]+BVI[d][h]==0;
//
//
//
```

```
forall (h in horas)
    ctventamaxima: //Venta máxima en el MD
        TD[h]<=N*Tmax;
//
forall (h in horas)
    ctcompramaxima: //Compra máxima en el MD
        BD[h]<=N*Bmax;
//
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
        ctsumaturbinas: //La suma de los 4 grupos según funcionen o no
            T[d][h]-T1[d][h]-T2[d][h]-T3[d][h]-T4[d][h]==0;
//
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
        ctsumabombas: //La suma de las 4 bombas según funcionen o no
            B[d][h]-B1[d][h]-B2[d][h]-B3[d][h]-B4[d][h]==0;
//
//Las bombas van a plena carga siempre
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
        ctbombaplenacarga1:
            B1[d][h]-Bmax*y1[d][h]==0;
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
        ctbombaplenacarga2:
            B2[d][h]-Bmax*y2[d][h]==0;
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
        ctbombaplenacarga3:
            B3[d][h]-Bmax*y3[d][h]==0;
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
        ctbombaplenacarga4:
            B4[d][h]-Bmax*y4[d][h]==0;
//
//Plena carga de cada turbina
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
        turbinapc1:
            T1[d][h]-Tmax*z1[d][h]<=0;
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
        turbinapc2:
            T2[d][h]-Tmax*z2[d][h]<=0;
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
        turbinapc3:
            T3[d][h]-Tmax*z3[d][h]<=0;
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
        turbinapc4:
            T4[d][h]-Tmax*z4[d][h]<=0;
//
// Mínimo técnico de las turbinas
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
        mt1:
            T1[d][h]-Tmin*z1[d][h]>=0;
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
```

```
mt2:
T2[d][h]-Tmin*z2[d][h]>=0;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    mt3:
      T3[d][h]-Tmin*z3[d][h]>=0;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    mt4:
      T4[d][h]-Tmin*z4[d][h]>=0;
//
//Impedir bombear y turbinar a la vez:
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    nbt11:
      z1[d][h]+y1[d][h]<=1;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    nbt12:
      z1[d][h]+y2[d][h]<=1;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    nbt13:
      z1[d][h]+y3[d][h]<=1;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    nbt14:
      z1[d][h]+y4[d][h]<=1;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    ntb21:
      z2[d][h]+y1[d][h]<=1;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    ntb22:
      z2[d][h]+y2[d][h]<=1;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    ntb23:
      z2[d][h]+y3[d][h]<=1;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    ntb24:
      z2[d][h]+y4[d][h]<=1;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    ntb31:
      z3[d][h]+y1[d][h]<=1;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    ntb32:
      z3[d][h]+y2[d][h]<=1;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    ntb33:
      z3[d][h]+y3[d][h]<=1;
forall (h in horas)
  forall (d in escenarioPMD)
    ntb34:
      z3[d][h]+y4[d][h]<=1;
forall (h in horas)
```

```
    forall (d in escenarioPMD)
    ntb41:
    z4[d][h]+y1[d][h]<=1;
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
    ntb42:
    z4[d][h]+y2[d][h]<=1;
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
    ntb43:
    z4[d][h]+y3[d][h]<=1;
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
    ntb44:
    z4[d][h]+y4[d][h]<=1;
//
//Restricciones de movimiento de volumen
ctvinf0:
    //Primera hora
    forall (d in escenarioPMD)
vi[d][1]==vi0+gt*T[d][1]-gb*B[d][1];
//
//Resto de horas
forall (i in 1..nhoras-1)
    forall (d in escenarioPMD)
    ctvinft:
    vi[d][i+1]-vi[d][i]-gt*T[d][i+1]+gb*B[d][i+1]==0;
//
ctvolumenfinalinf:
    //Volumen al final del día igual al inicial
    forall (d in escenarioPMD)
    vi[d][24]==vi0;
//
ctvsup0:
    //Primera hora
    forall (d in escenarioPMD)
    vs[d][1]==vs0-gt*T[d][1]+gb*B[d][1];
//
//Resto de horas
forall (i in 1..nhoras-1)
    forall (d in escenarioPMD)
    ctvsupt:
    vs[d][i+1]-vs[d][i]+gt*T[d][i+1]-gb*B[d][i+1]==0;
//
ctvolumenfinalsup:
    //Volumen al final del día igual al inicial
    forall (d in escenarioPMD)
    vs[d][24]==vs0;
//
//No sobrepasar el volumen máximo de ambos embalses
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
    ctvsmx:
    vi[d][h]<=vimax;
//
forall (h in horas)
    forall (d in escenarioPMD)
    ctvimx:
    vs[d][h]<=vsmax;
//
//
```

```
        //No sobrepasar el volumen mínimo de ambos embalses
        forall (h in horas)
            forall (d in escenarioPMD)
                ctvimin:
                vi[d][h]>=vimin;
//
        forall (h in horas)
            forall (d in escenarioPMD)
                ctvsmin:
                vs[d][h]>=vsmin;
//
        //Cálculo del programa de la central
        forall (d in escenarioPMD)
            forall (h in horas)
                ctcentral:
                C[d][h]-T[d][h]+B[d][h]==0;
    }
```


ANEXO 4: Solución completa del modelo de solución múltiple.

Dada la extensión y la complejidad de la solución devuelta por CPLEX tras ejecutar el código mostrado en el ANEXO 3, fue solo presentada y analizada en el apartado “3.4. Análisis del modelo de solución múltiple”. A continuación se muestra la solución completa devuelta por el software de optimización, así como un resumen con las características más importantes de las veinte posibles soluciones ofrecidas:

```
// solution (optimal) with objective 12765.472
// Quality Incumbent solution:
// MILP objective                                     1.2765472000e+004
// MILP solution norm |x| (Total, Max)                1.87880e+005 1.20000e+002
// MILP solution error (Ax=b) (Total, Max)            0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP x bound error (Total, Max)                   0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP x integrality error (Total, Max)              0.00000e+000 0.00000e+000
// MILP slack bound error (Total, Max)               1.69109e-012 5.68434e-014
//

TD = [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
      100 100 100 0 0 100];

BD = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0];

TVI = [[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 0 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0]];

TCI = [[100 100 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100 100 0 100
        0 0 100]
       [0 0 100 100 100 100 100 100 100 100 0 0 100 0 100 100 100 100
        100 0 0 0 0]
       [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
        100 100 100 0 0 0 0]
       [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 100 100 100
        100 100 100 0 0 100]
       [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 100 100 100
        100 0 100 0 0 100]
       [0 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
        100 100 100 0 0 0 0]
       [0 0 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
        100 100 0 0 0 0]
       [0 0 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
        100 100 0 0 0 0]
       [0 0 0 100 100 0 0 0 100 0 100 100 100 100 100 100 100 100 100
        100 0 0 0 100]
       [0 100 100 100 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 0 100 100 100 100
        100 100 0 0 100]
       [0 0 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
        100
```

```

100 100 0 0 0 0 0]
[100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100 100
0 0 0 100]
[0 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
100 100 0 0 0 0 0 0]
[100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
100 0 0 0 0 0 0 0]
[100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 0 100 100 100 0 100 100 100
100 0 0 0 0 0 0 100]
[100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 0 100 100 100 100 100 100
100 100 100 100 100 0 0 100]
[100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 0 0 100 100
100 100 100 0 0 0 100]
[100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 0 100 100 100 100 100 100
100 0 0 0 0 0 0 100]
[100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100
100 100 0 0 100]
[100 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 100 100 100 100 100 100 100 100
0 100 100 0 0 100]];

BCI = [[0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 0 0 0 0 0 0 0 120]
[0 0 120 120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 120 120 0 0 0 0 0 0]
[0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 120 120 120 0 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 120 120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0 120 120 120 120 0 0 0 120]
[0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0]
[0 0 0 120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120]
[0 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]];

BVI = [[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0]];

T = [[0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 0 100 0 0 0 0]
[100 100 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0 100 0 0 0 0 100 100 100 100 100]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 0 0 0 0 0 100 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 0 0 0 0 100 0 100 100 0]
[100 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100]];
```

```
[100 100 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100]
[100 100 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100]
[100 100 100 100 0 0 100 100 100 0 100 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 0]
[100 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 0 0 100 100]
[100 100 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100]
[0 0 0 0 0 100 100 100 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 0 0 100 0 0]
[100 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100]
[0 0 0 0 0 0 0 0 100 0 0 0 100 0 0 0 0 100 100 100 100 100]
[0 0 0 0 0 0 0 0 100 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 0 0 0 0 0 0 100 100]
[0 0 0 0 0 0 0 0 100 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100]
[0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 100 100 100 100 0 0 0 0 0 0 0 100 0 0 0 0];
```

```
B = [[0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 120 0 0 0 0 0 0 120]
[0 0 120 120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 120 120 0 0 0 0 0]
[0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 120 120 120 0 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 120 120 0 0 0 0]
[0 0 0 120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 120 120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 120 120 120 0 0 120 0 0 120 120 120 0 120 120 120 0 0]
[0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 120 120 120 120 120 0 0]
[0 0 0 120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 120 120 120 120 0 0]
[0 0 0 120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[120 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 120 0 0 0 0 0]
[0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 120 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 120 120 120 120 120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
```

```
T1 = [[0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0 0 0]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0 25 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0 25]
[25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[25 25 25 25 0 0 25 25 25 0 25 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25]
[25 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 25 0]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0 0]
[25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 25 0 0 0 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0 0 0 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0];
```

```
T2 = [[0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0 0 0]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0 25 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 25 0 25]
[25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[25 25 25 25 0 0 25 25 25 0 25 0 0 0 0 0 0 25 25 25]
[25 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 25]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
```

```

[0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0]
[25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 25 0 0 0 25 25 25 25 25 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0 0 0 0 0 25 25 25 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 0]
[0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0]];

T3 = [[0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0 25 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 25 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0 25 25]
[25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[25 25 25 25 0 25 25 25 0 25 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 0]
[25 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 25 25 0]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0 0 0]
[25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 25 0 0 0 25 25 25 25 25 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0 0 0 0 25 25 25 0]
[0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0]];

T4 = [[0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0 25 0 0 0 0 0 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 25 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 25 25 0]
[25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[25 25 25 25 0 25 25 25 0 25 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 0]
[25 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 25 25 0]
[25 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 25 0 0 0]
[25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25]
[0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 25 0 0 0 25 25 25 25 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 25 25 0 0 0 0 25 25 25 0]
[0 0 0 0 0 0 0 25 25 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 25 25 25 25 0 0 0 0 0 0 0 25 0 0 0 0 0]];

B1 = [[0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 30 0 0 0 0 0 0 30]
[0 0 30 30 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 30 30 0 0 0 0 0 0]
[0 0 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 30 30 30 0 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[30 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 30 30 0 0 0 0 0]
[0 0 0 30 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 30 30 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 30 30 0 0 0 30 0 0 30 30 30 0 30 30 30 0 0 30]
[0 0 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 30 30 30 30 0 0 0 0]
[0 0 0 30 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 30 30 30 0 0 30]
[0 0 0 30 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[30 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[30 30 30 30 30 30 30 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 30 0 0 0 0 0 0 0]]

```

[illegible]

```

y1 = [[0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1]
       [0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 1 1 1 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 0 1 1 0 0 0 1 0 0 1 1 1 0 1 1 1 1 0 0 0 1]
       [0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0 0 1 1]
       [0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1]
       [0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]];
```

```

y2 = [[0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1]
       [0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 1 1 1 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 0 1 1 0 0 0 1 0 0 1 1 1 0 1 1 1 1 0 0 0 1]
       [0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1]
       [0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
       [0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1]
       [0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]];

```

```
y3 = [[0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1]
[0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 1 1 1 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 1 1 0 0 0 1 0 0 1 1 1 0 1 1 1 1 0 0 0 0 1]
[0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0]
[0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 1 1]
[0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1]
[0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]];
```

[illegible]

```

[0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 1 1 0 0 0 1 0 0 1 1 1 0 1 1 1 1 0 0 0 1]
[0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0]
[0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1]
[0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0]
[0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1]
[0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]];

z1 = [ [0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 1 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 0 1 1 0]
        [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0]
        [1 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0]
        [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 1 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1 1 1 1 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0]];

z2 = [ [0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 1 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 0 1 1 0]
        [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0]
        [1 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0]
        [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 1 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1 1 1 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0]];

z3 = [ [0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 1 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 0 1 1 0]
        [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1]
        [1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0]
        [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]

```

```

[1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
[0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0]
[1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 1 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 1 1 1 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
[0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0]];

z4 = [ [0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 1 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 0 1 1 0]
        [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 0]
        [1 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 1 0]
        [1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 0 0 0]
        [1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 1 0 0 0 0 1 1 1 1 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1 1 1 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0]
        [0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0]];

vi = [ [50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50 51.68
        51.68 51.68 50 50 50 50 51.68 51.68 51.68 51.68 50]
        [51.68 53.36 51.68 50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 39.92 41.6 43.28
        43.28 44.96 44.96 43.28 41.6 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50]
        [50 50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 41.6 41.6 41.6 41.6 41.6 41.6
        41.6 41.6 41.6 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50]
        [50 50 50 48.32 46.64 44.96 44.96 43.28 41.6 41.6 43.28 44.96
        46.64 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 50 50 50]
        [48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 39.92 38.24 38.24 38.24 38.24 39.92 41.6
        43.28 44.96 44.96 44.96 44.96 44.96 44.96 46.64 46.64 48.32 50 50]
        [51.68 51.68 51.68 50 48.32 46.64 44.96 44.96 44.96 44.96 44.96 44.96
        44.96 44.96 44.96 43.28 41.6 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50]
        [51.68 53.36 53.36 51.68 50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 41.6 41.6 41.6
        41.6 41.6 41.6 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50]
        [51.68 53.36 51.68 50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 39.92 39.92 39.92
        39.92 39.92 39.92 39.92 39.92 39.92 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50]
        [51.68 53.36 55.04 56.72 55.04 53.36 55.04 56.72 58.4 56.72 58.4 58.4
        56.72 55.04 53.36 53.36 51.68 50 48.32 46.64 48.32 50 51.68 50]
        [51.68 51.68 50 48.32 46.64 44.96 44.96 44.96 46.64 48.32 50 51.68
        53.36 55.04 53.36 51.68 50 48.32 46.64 46.64 46.64 48.32 50 50]
        [51.68 53.36 53.36 51.68 50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 41.6
        41.6 41.6 41.6 41.6 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50]
        [50 50 50 48.32 46.64 44.96 46.64 48.32 50 51.68 53.36 55.04 56.72 58.4
        58.4 58.4 56.72 55.04 53.36 51.68 53.36 51.68 50]
        [51.68 51.68 51.68 50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 39.92 39.92 39.92
        39.92 39.92 39.92 39.92 39.92 39.92 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50]
        [48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 39.92 38.24 38.24 38.24 38.24 38.24 38.24
        38.24 38.24 38.24 38.24 39.92 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50]
        [48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 39.92 38.24 38.24 38.24 39.92 39.92
        39.92 39.92 41.6 41.6 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50 50]
        [50 50 50 50 50 50 50 50 51.68 51.68 51.68 51.68 51.68 51.68 51.68
        50 50 50 50 50 50]
        [50 50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 41.6 41.6 41.6 41.6 41.6 41.6
        43.28 44.96 44.96 44.96 44.96 44.96 44.96 46.64 48.32 50 50]
        [50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 39.92 39.92 39.92 41.6 41.6 41.6
        41.6 41.6 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32 50 50 50]

```


Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

```
[50 50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32
50 51.68 51.68 51.68 51.68 51.68 51.68 51.68 51.68 51.68 51.68 50]
[50 48.32 46.64 44.96 43.28 41.6 41.6 43.28 44.96 46.64 48.32
48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 48.32 50 50 50 50 50]];

vs = [[30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30 28.32
28.32 28.32 30 30 30 30 28.32 28.32 28.32 28.32 30]
[28.32 26.64 28.32 30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 40.08 38.4 36.72
36.72 35.04 35.04 36.72 38.4 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30]
[30 30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 38.4 38.4 38.4 38.4 38.4 38.4
38.4 38.4 38.4 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30]
[30 30 30 31.68 33.36 35.04 35.04 36.72 38.4 38.4 36.72 35.04
33.36 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 30 30 30]
[31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 40.08 41.76 41.76 41.76 41.76 40.08 38.4
36.72 35.04 35.04 35.04 35.04 35.04 35.04 33.36 33.36 31.68 30 30]
[28.32 28.32 28.32 30 31.68 33.36 35.04 35.04 35.04 35.04 35.04 35.04
35.04 35.04 35.04 36.72 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30]
[28.32 26.64 26.64 28.32 30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 38.4 38.4
38.4 38.4 38.4 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30]
[28.32 26.64 28.32 30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 40.08 40.08 40.08
40.08 40.08 40.08 40.08 40.08 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30]
[28.32 26.64 24.96 23.28 24.96 26.64 24.96 23.28 21.6 23.28 21.6 21.6
23.28 24.96 26.64 26.64 28.32 30 31.68 33.36 31.68 30 28.32 30]
[28.32 28.32 30 31.68 33.36 35.04 35.04 35.04 33.36 31.68 30 28.32
26.64 24.96 26.64 28.32 30 31.68 33.36 33.36 33.36 31.68 30 30]
[28.32 26.64 26.64 28.32 30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 38.4 38.4
38.4 38.4 38.4 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30]
[30 30 30 31.68 33.36 35.04 33.36 31.68 30 28.32 26.64 24.96 23.28
21.6 21.6 21.6 23.28 24.96 26.64 28.32 26.64 26.64 28.32 30]
[28.32 28.32 28.32 30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 40.08 40.08 40.08
40.08 40.08 40.08 40.08 40.08 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30]
[31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 40.08 41.76 41.76 41.76 41.76 41.76 41.76
41.76 41.76 41.76 41.76 41.76 40.08 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30]
[31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 40.08 41.76 41.76 41.76 40.08 40.08
40.08 40.08 38.4 38.4 38.4 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30 30]
[30 30 30 30 30 30 30 30 28.32 28.32 28.32 28.32 28.32 28.32
28.32 30 30 30 30 30 30 30]
[30 30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 38.4 38.4 38.4 38.4 38.4 38.4
36.72 35.04 35.04 35.04 35.04 35.04 33.36 31.68 30 30]
[30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 40.08 40.08 40.08 38.4 38.4 38.4
38.4 38.4 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68 30 30 30]
[30 30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68
30 28.32 28.32 28.32 28.32 28.32 28.32 28.32 28.32 28.32 30]
[30 31.68 33.36 35.04 36.72 38.4 38.4 36.72 35.04 33.36 31.68
31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 31.68 30 30 30 30 30 30]];

C = [[0 -120 -120 -120 -120 -120 0 100 100 100 100 100 0 0 -120 0 0 0 100
0 0 0 -120]
[100 100 -120 -120 -120 -120 -120 -120 -120 100 100 0 100 0 -120
-120 0 0 100 100 100 100]
[0 0 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100
100]
[0 0 0 -120 -120 -120 0 -120 -120 0 100 100 100 100 0 0 0 0 0 100 0
0]
[-120 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 0 100 100 100 100 0 0 0 0 0 100 0
100 100 0]
[100 0 0 -120 -120 -120 -120 0 0 0 0 0 0 0 -120 -120 0 0 100 100 100
100 100]
[100 100 0 -120 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100
100 100 100]
[100 100 -120 -120 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100
100 100 100]
[100 100 100 100 -120 -120 100 100 100 -120 100 0 -120 -120 -120 0 -120
-120 -120 -120 100 100 -120]
[100 0 -120 -120 -120 -120 0 0 100 100 100 100 100 100 -120 -120 -120
-120 -120 0 0 100 100 0]
[100 100 0 -120 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100
100 100 100]]
```

Optimización de sistemas hidroeléctricos reversibles en Mercados Mayoristas de energía.

```
[0 0 0 -120 -120 -120 100 100 100 100 100 100 100 0 0 -120 -120 -120
-120 100 0 -120 -120]
[100 0 0 -120 -120 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 0 0 0 0 100 100 100
100 100 100]
[-120 -120 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 0 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100
100 100 100]
[-120 -120 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 100 0 0 0 100 0 0 0 100 100 100
100 100 0]
[0 0 0 0 0 0 0 0 100 0 0 0 0 0 0 -120 0 0 0 0 0 0]
[0 0 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 0 0 0 0 100 100 0 0 0 0 100 100 100
0]
[0 -120 -120 -120 -120 -120 -120 0 0 100 0 0 0 0 0 0 100 100 100 100
100 0 0]
[0 0 -120 -120 -120 -120 -120 0 100 100 100 100 100 100 0 0 0 0 0 0 0
-120]
[0 -120 -120 -120 -120 -120 0 100 100 100 100 0 0 0 0 0 0 100 0 0 0 0]]
```

A continuación se va desglosar por escenarios la información contenida en la solución mostrada, con el objetivo de mostrar gráficamente aquellos escenarios que no fueron analizados en el apartado “3.4. Análisis del modelo de solución múltiple”:

Escenario 1:

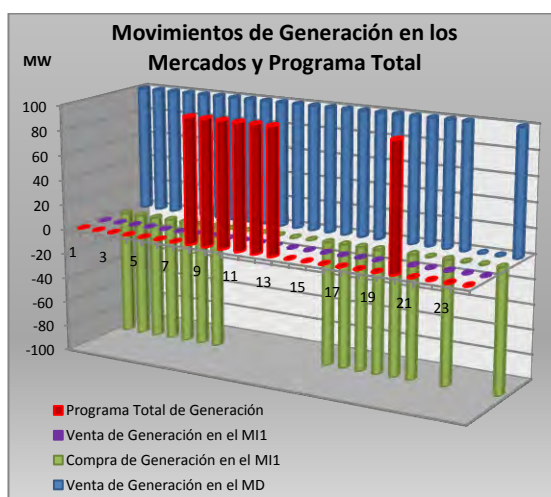


Figura A4 1: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 1.

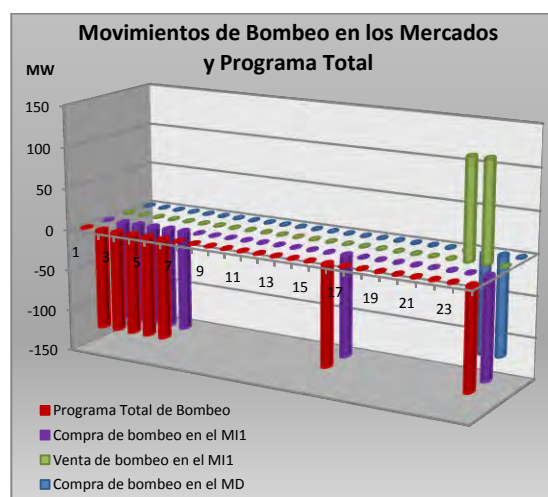


Figura A4 2: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 1.

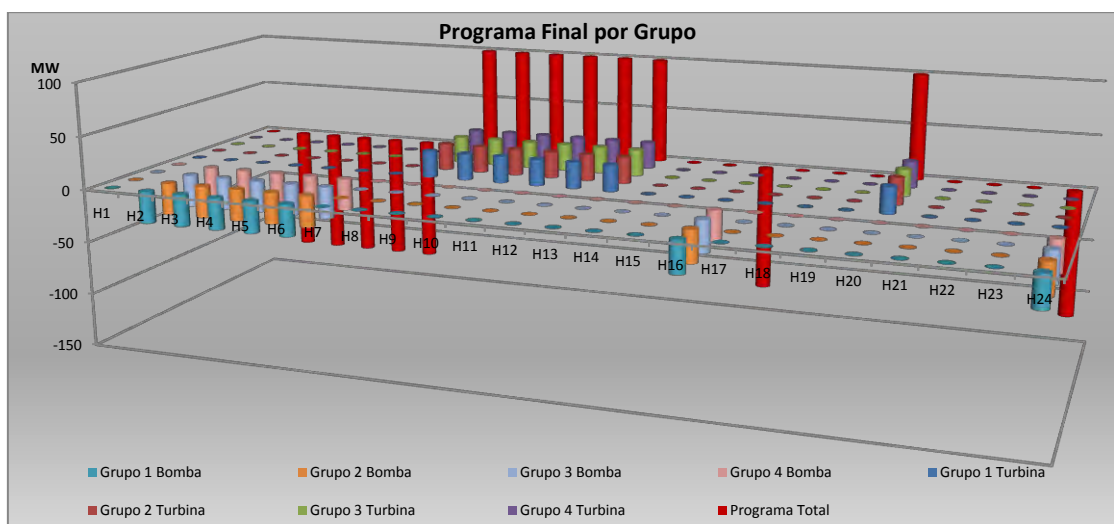


Figura A4 3: Reparto de la energía por grupos en el escenario 1.

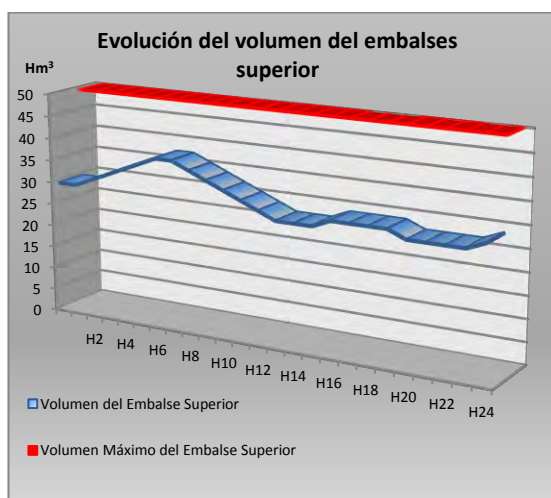


Figura A4 4: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 1.

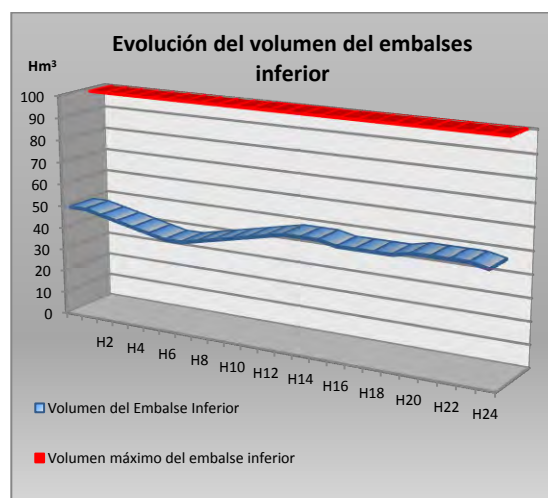


Figura A4 5: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 1.

Escenario 2:

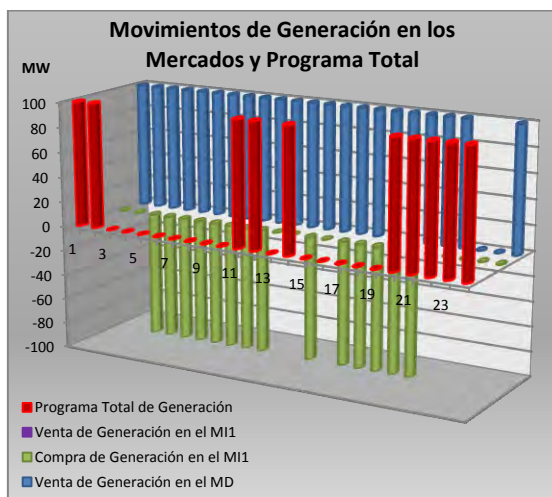


Figura A4 6: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 2.

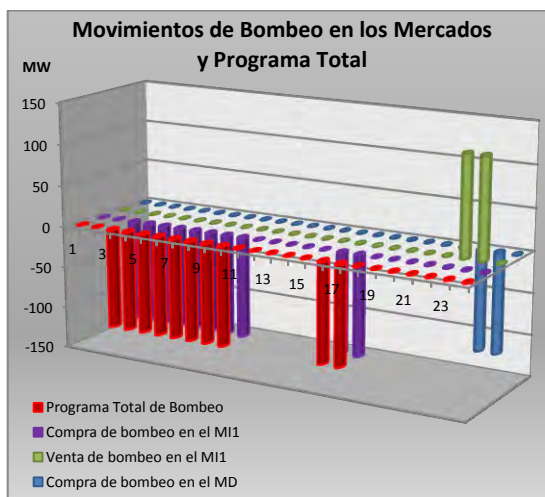


Figura A4 7: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 2.

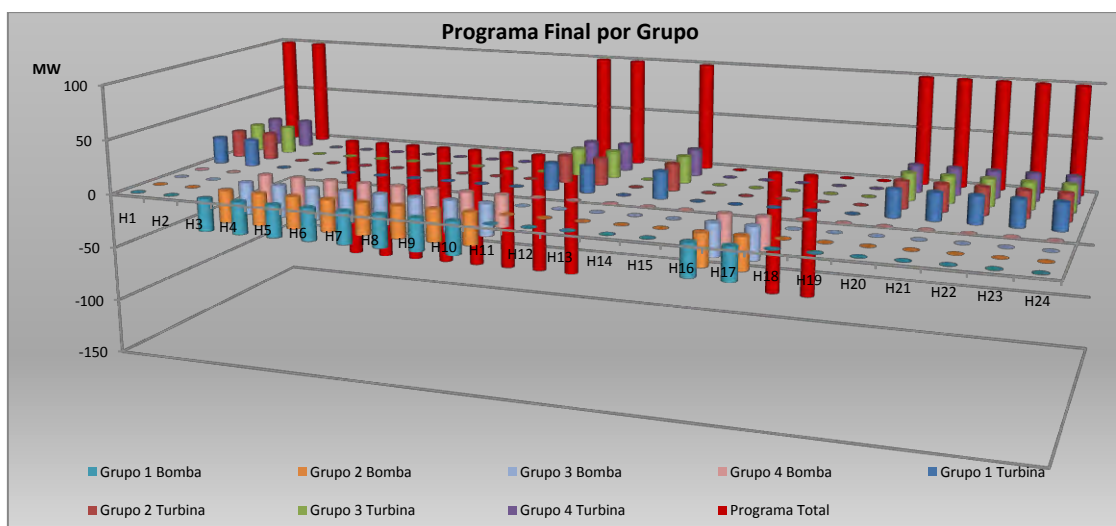


Figura A4 8: Reparto de la energía por grupos en el escenario 2.

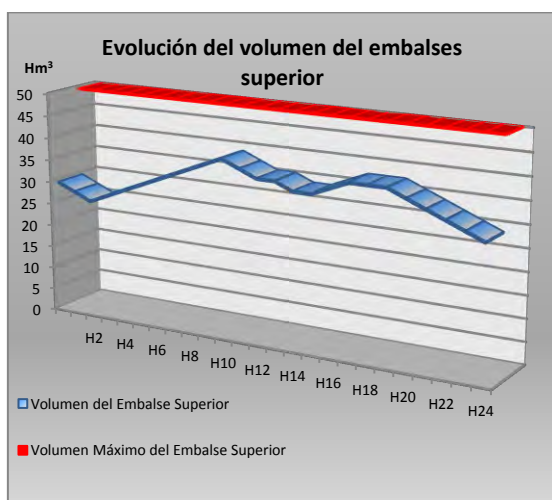


Figura A4 9: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 2.

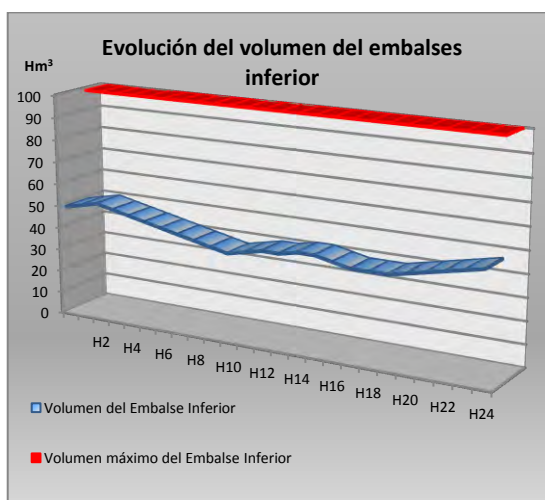


Figura A4 10: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 2.

Escenario 3:

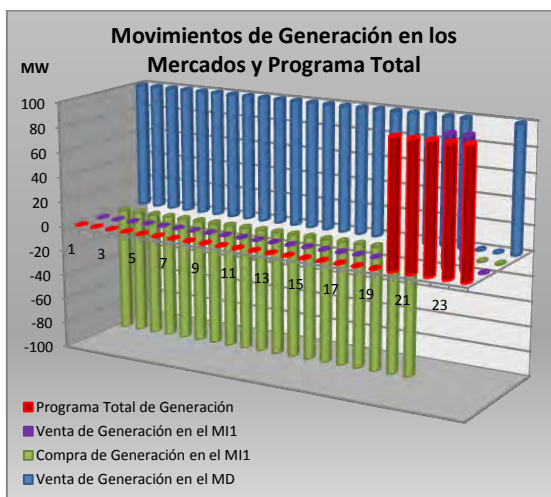


Figura A4 11: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 3.

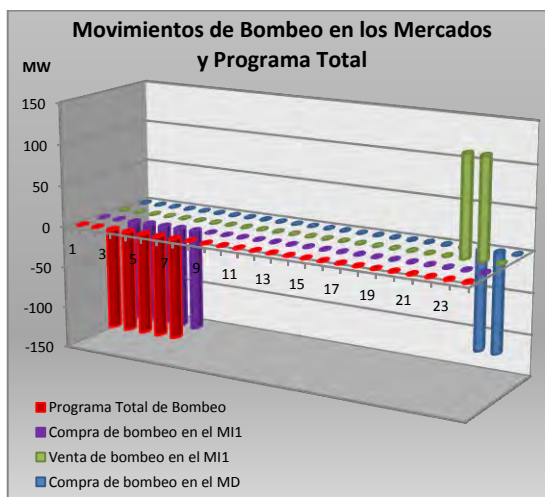


Figura A4 12: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 3.

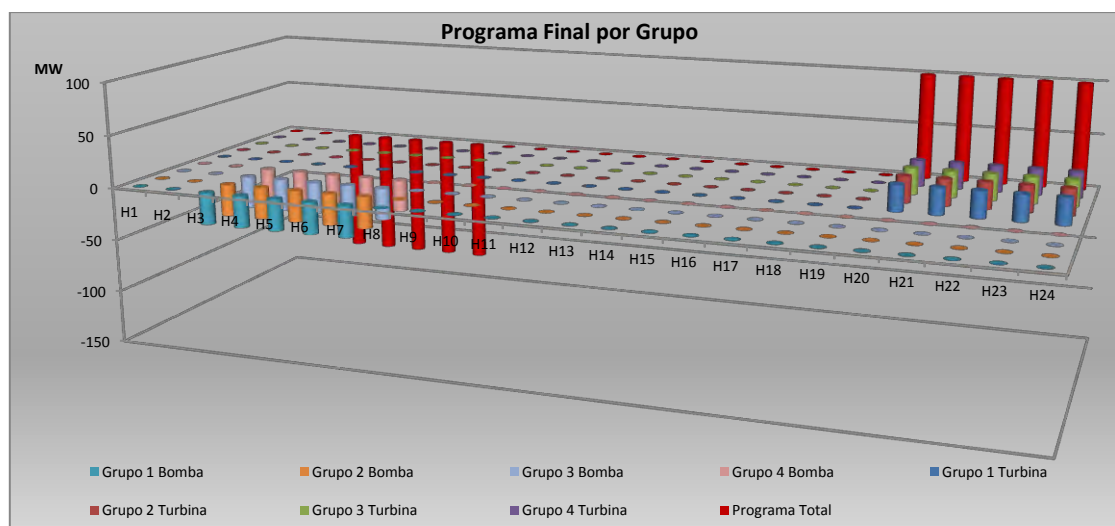


Figura A4 13: Reparto de la energía por grupos en el escenario 3.

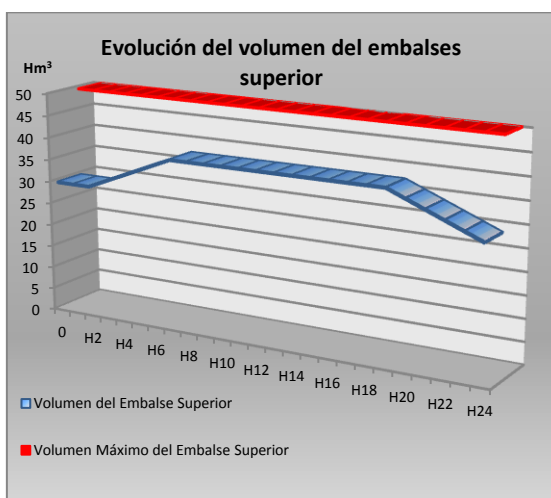


Figura A4 14: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 3.

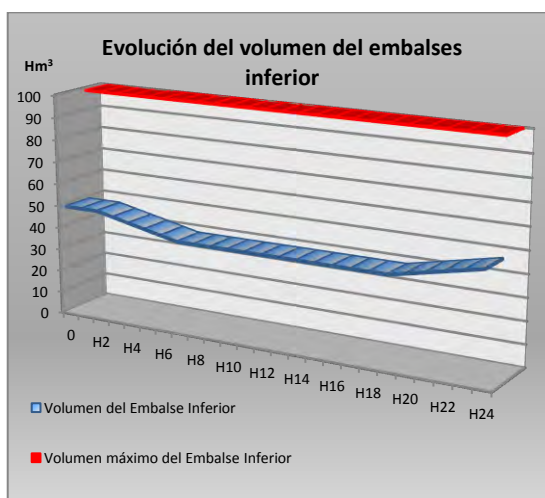


Figura A4 15: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 3.

Escenario 4:

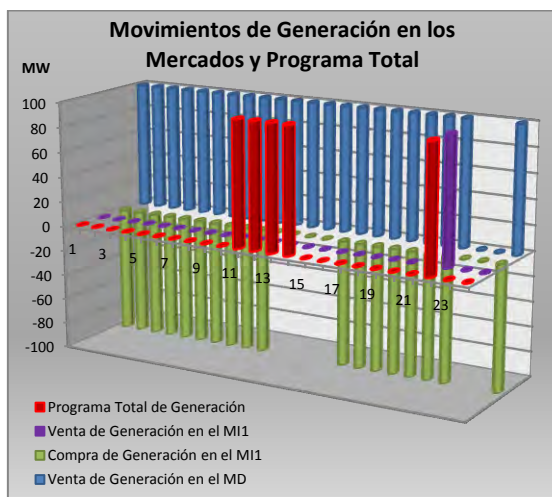


Figura A4 16: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 4.

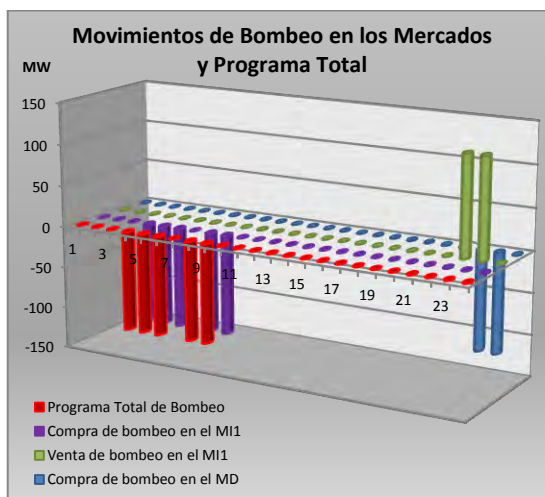


Figura A4 17: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 4.

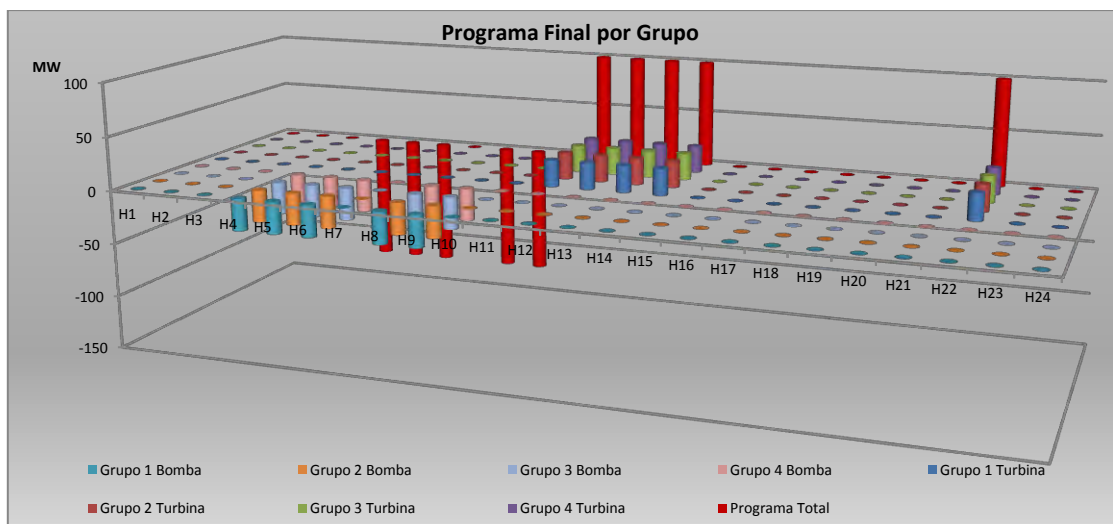


Figura A4 18: Reparto de la energía por grupos en el escenario 4.

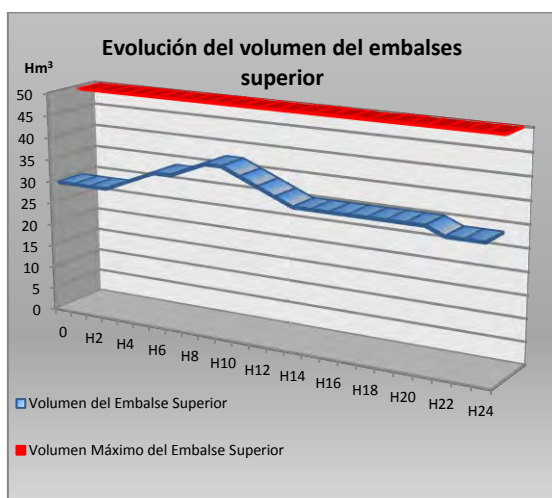


Figura A4 19: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 4.

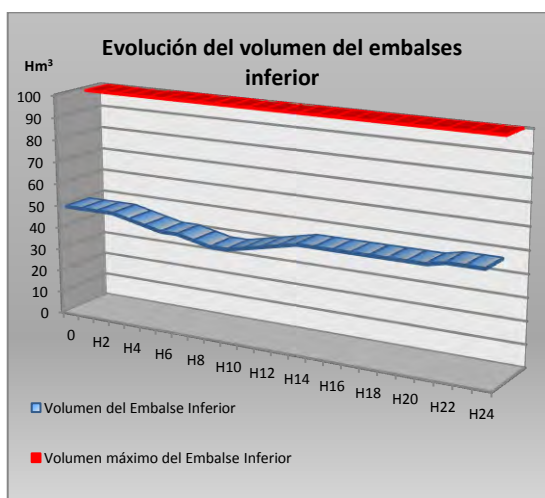


Figura A4 20: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 4.

Escenario 5:

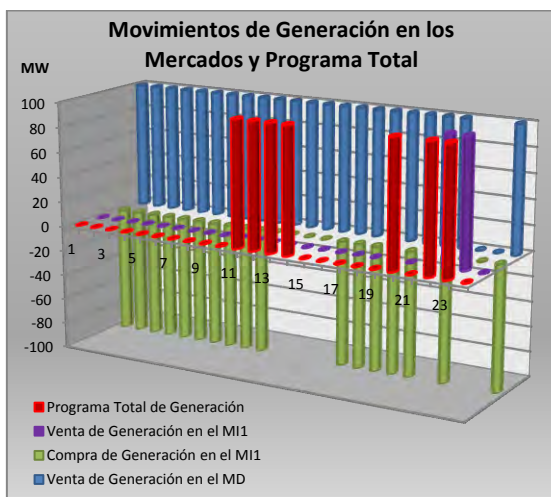


Figura A4 21: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 5.

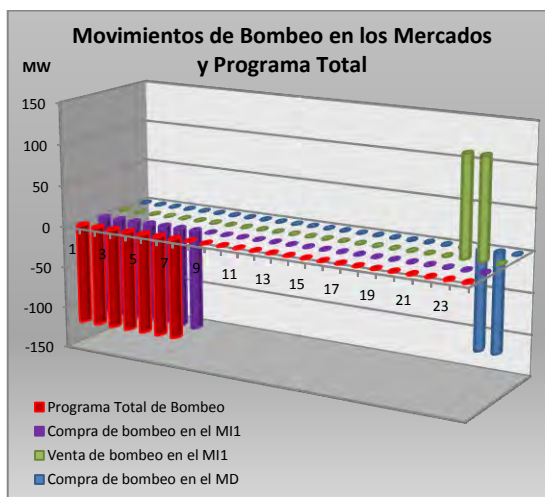


Figura A4 22: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 5.

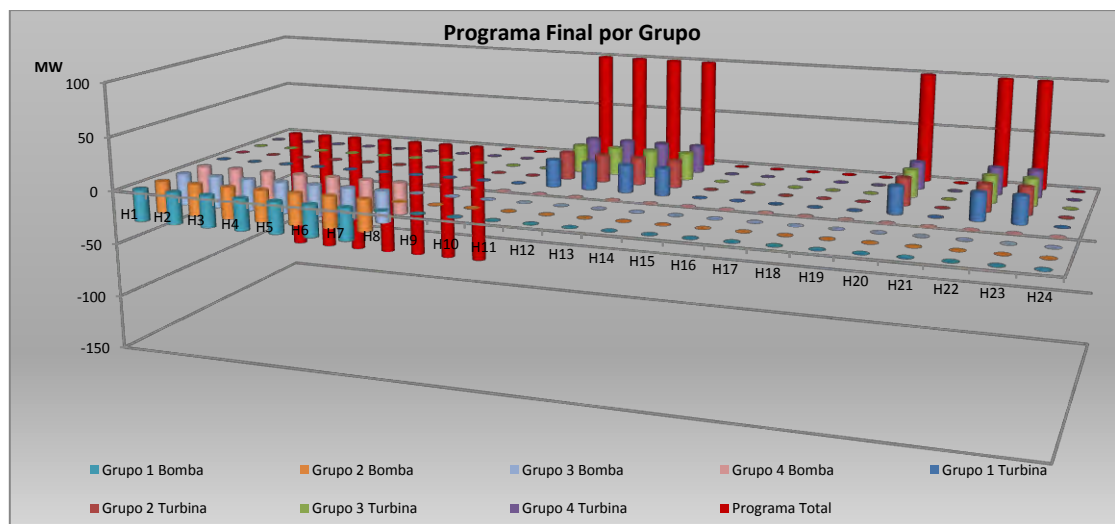


Figura A4 23: Reparto de la energía por grupos en el escenario 5.

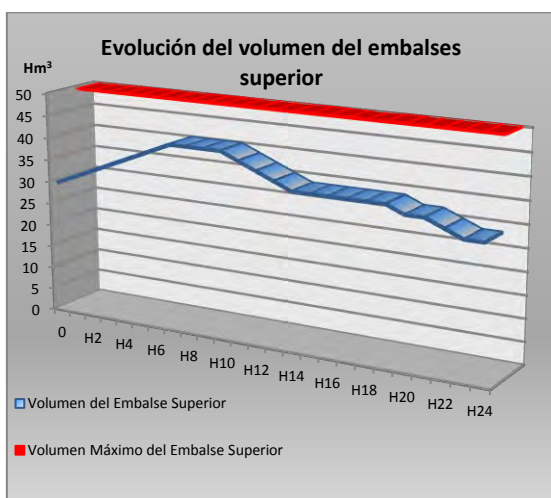


Figura A4 24: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 5.

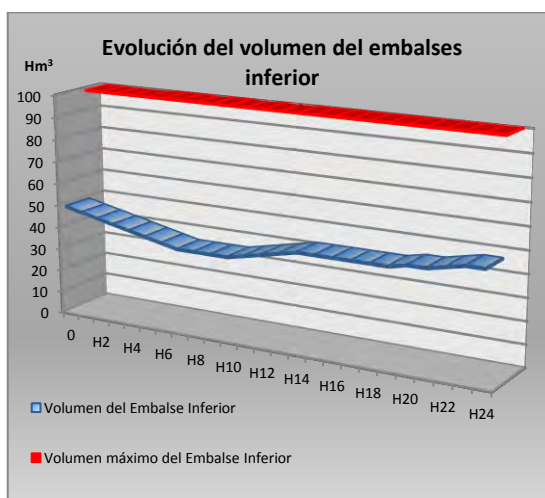


Figura A4 25: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 5.

Escenario 6:

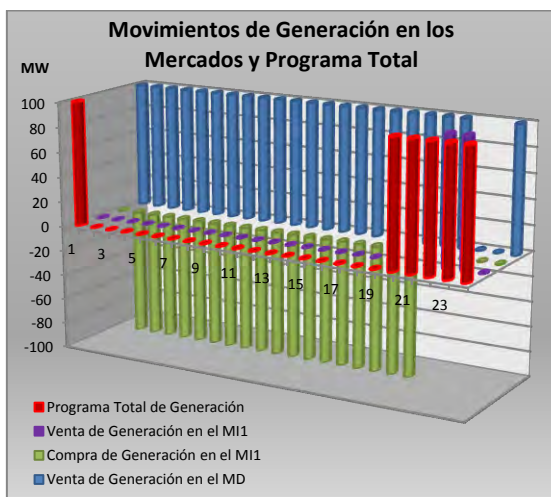


Figura A4 26: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 6.

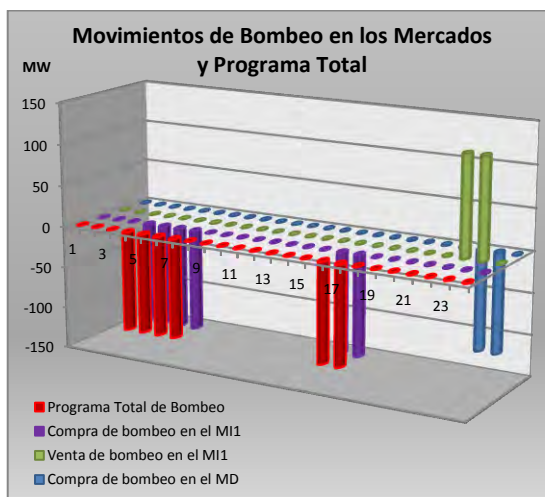


Figura A4 27: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 6.

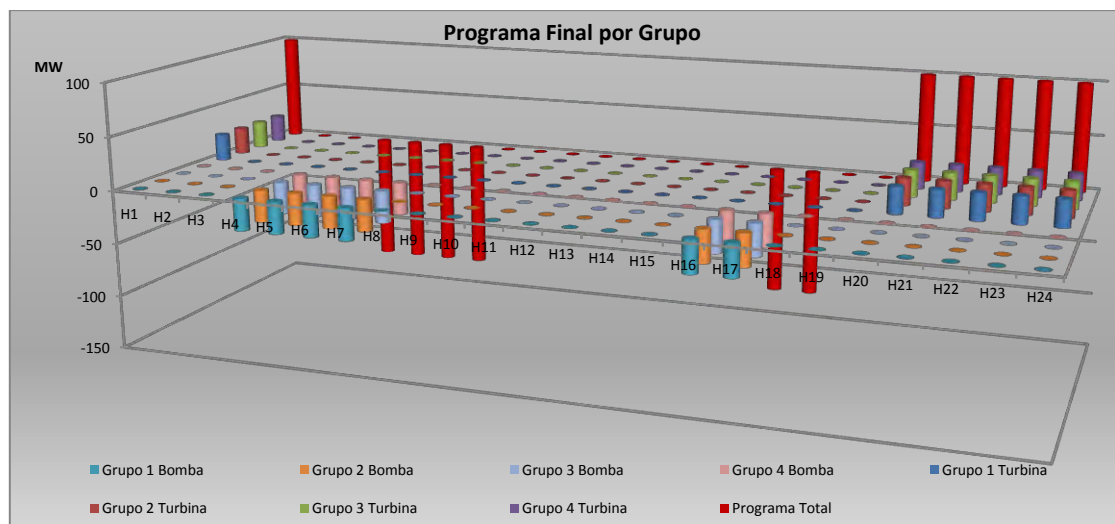


Figura A4 28: Reparto de la energía por grupos en el escenario 6.

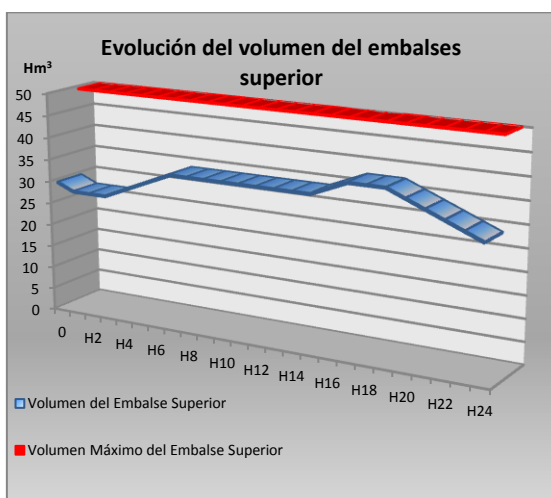


Figura A4 29: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 6.

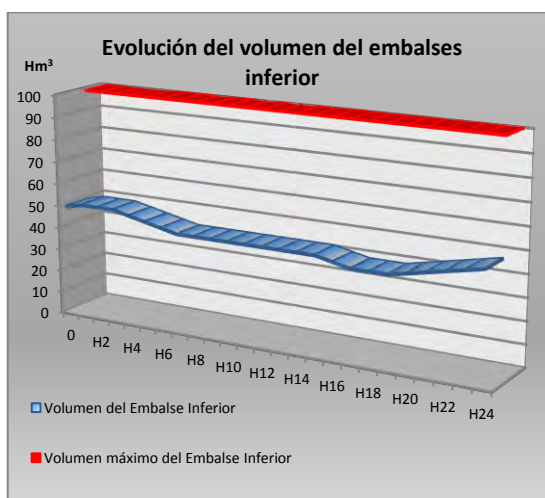


Figura A4 30: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 6.

Escenario 7:

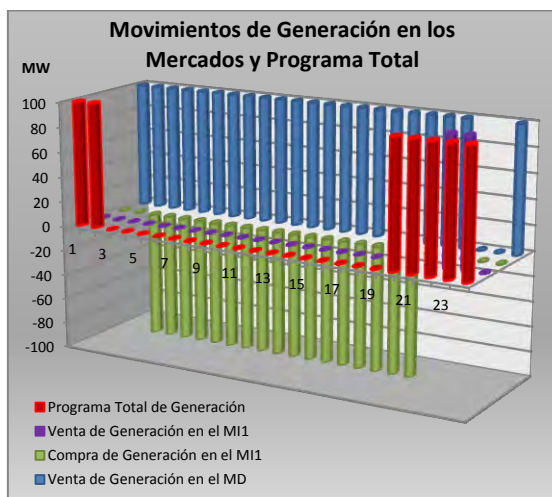


Figura A4 31: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 7.

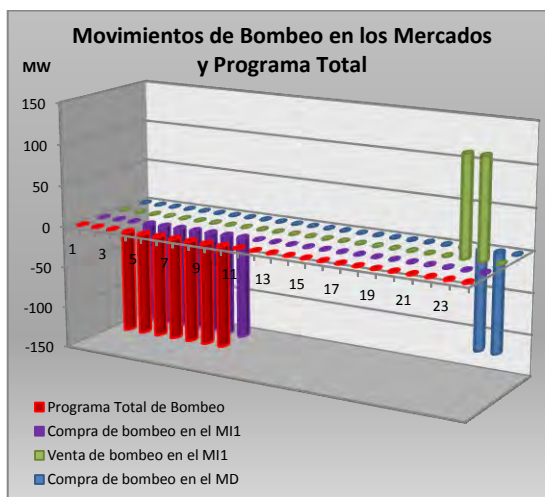


Figura A4 32: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 7.

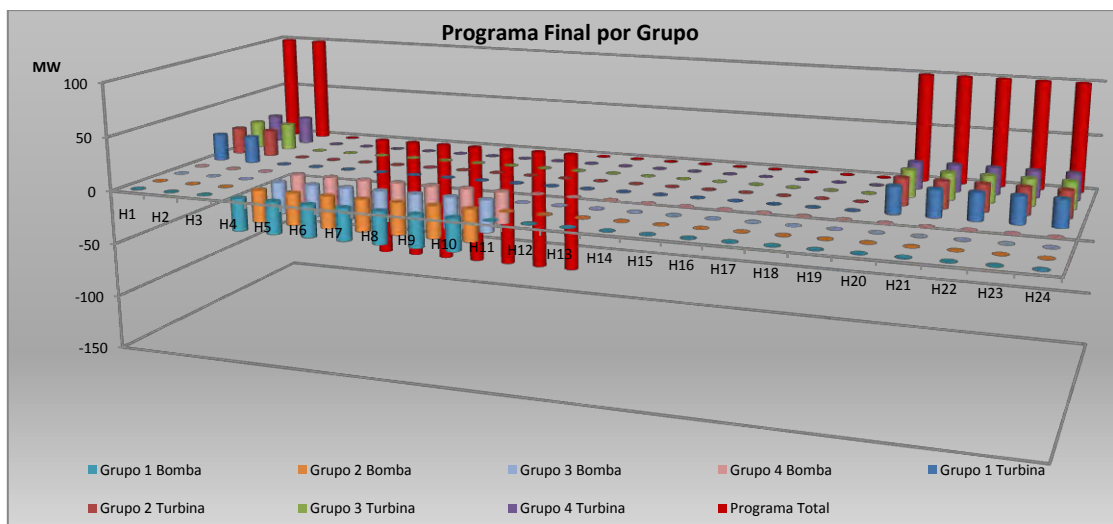


Figura A4 33: Reparto de la energía por grupos en el escenario 7.

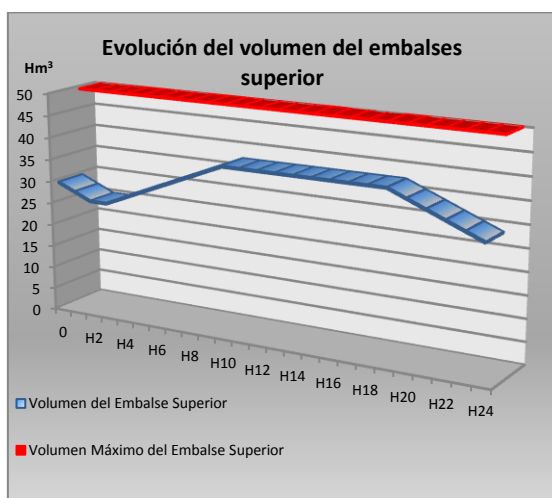


Figura A4 34: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 7.

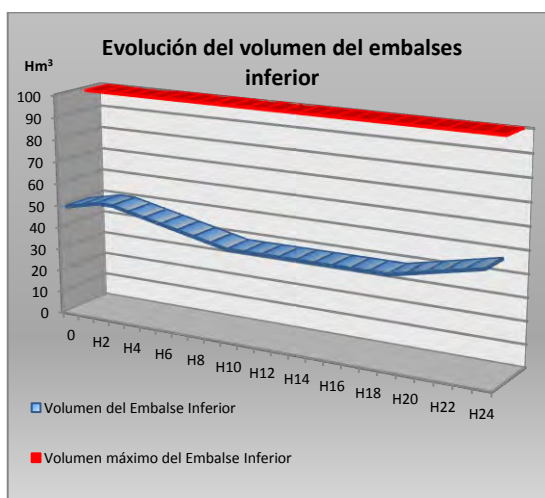


Figura A4 35: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 7.

Escenario 8:

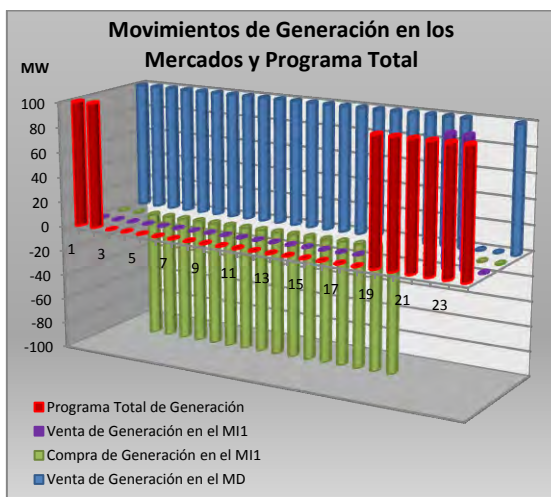


Figura A4 36: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 8.

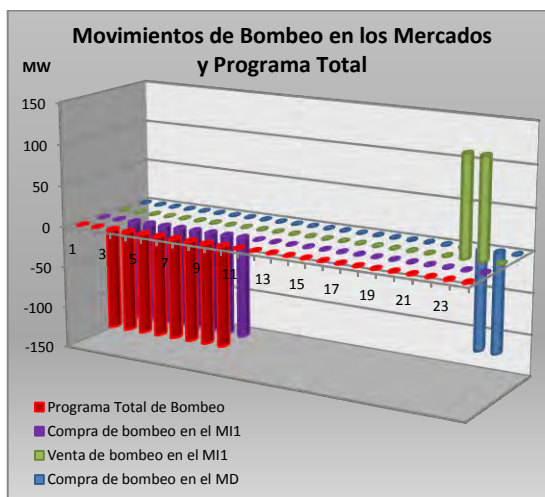


Figura A4 37: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 8.

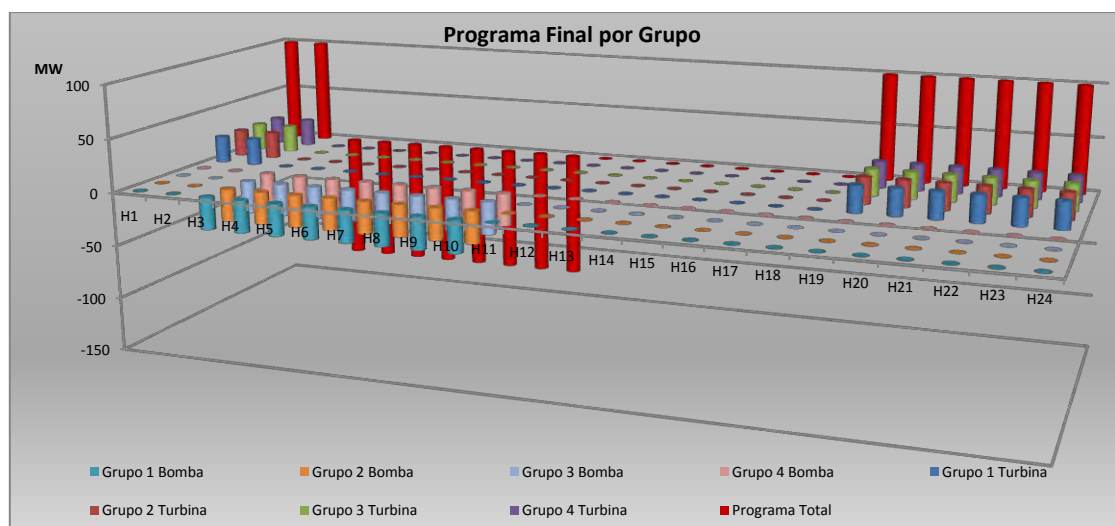


Figura A4 38: Reparto de la energía por grupos en el escenario 8.

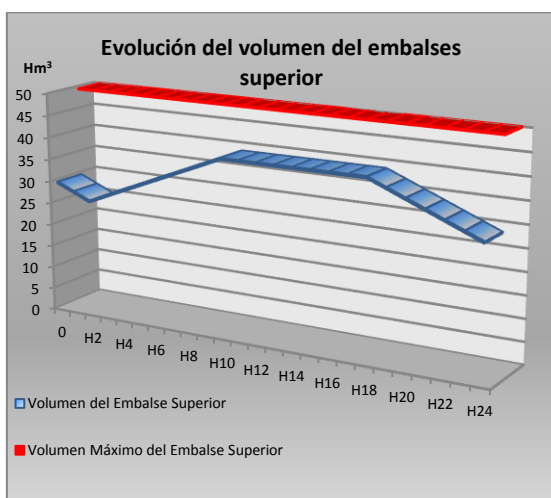


Figura A4 39: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 8.

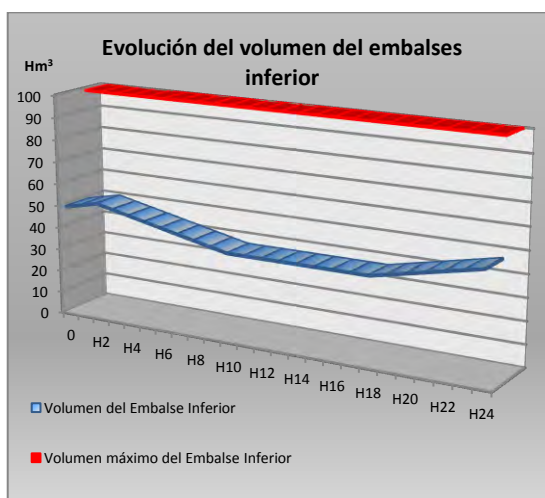


Figura A4 40: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 8.

Escenario 9:

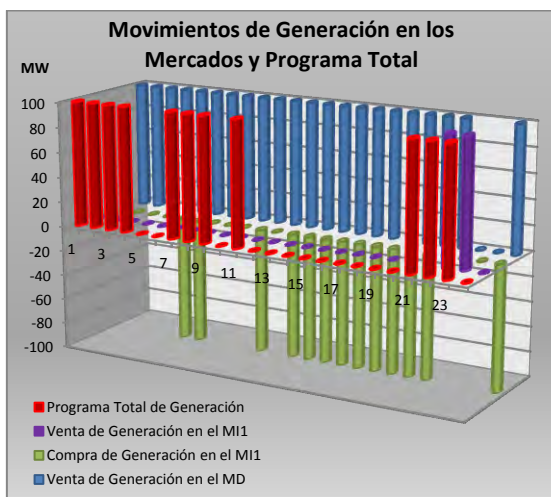


Figura A4 41: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 9.

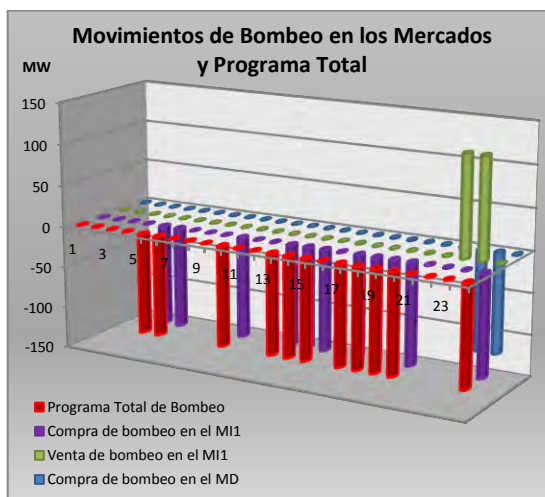


Figura A4 42: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 9.

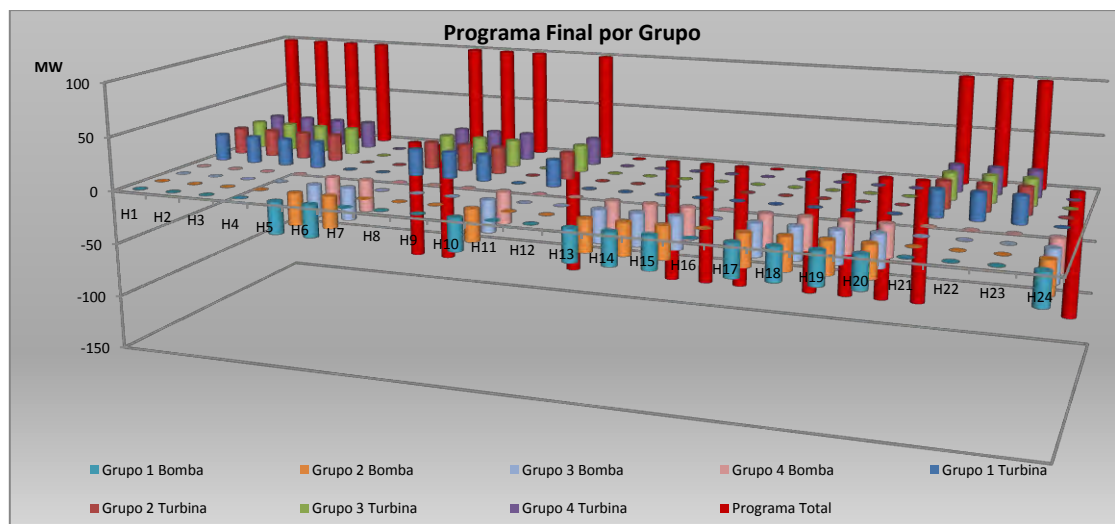


Figura A4 43: Reparto de la energía por grupos en el escenario 9.

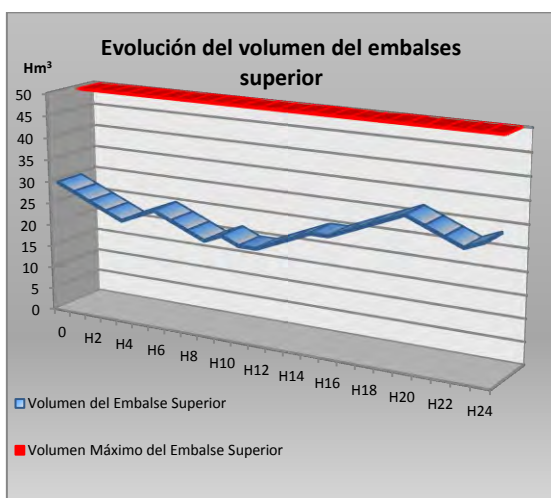


Figura A4 44: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 9.

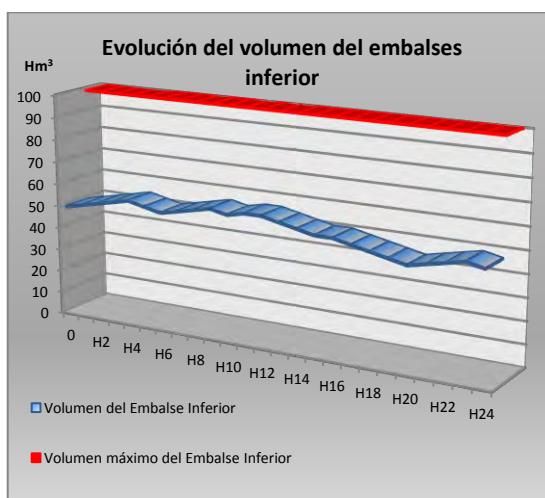


Figura A4 45: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 9.

Escenario 10:

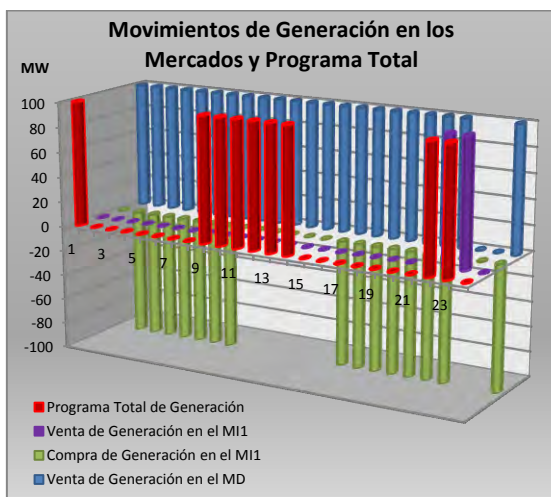


Figura A4 46: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 10.

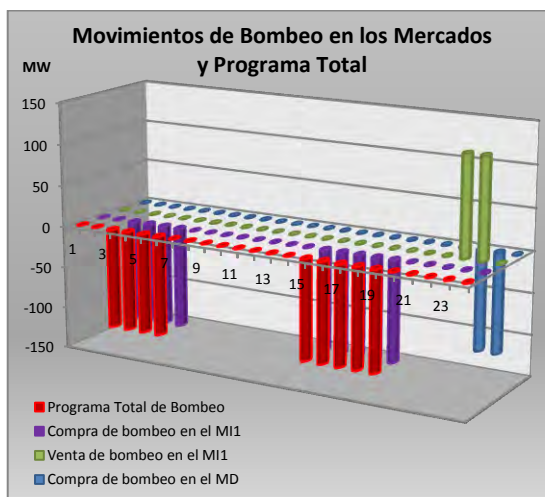


Figura A4 47: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 10.

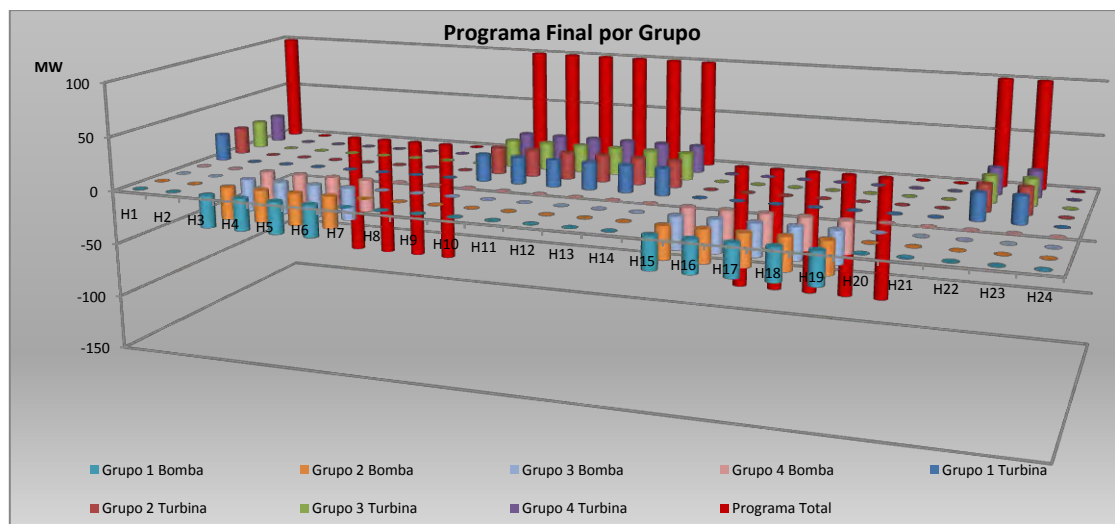


Figura A4 48: Reparto de la energía por grupos en el escenario 10.

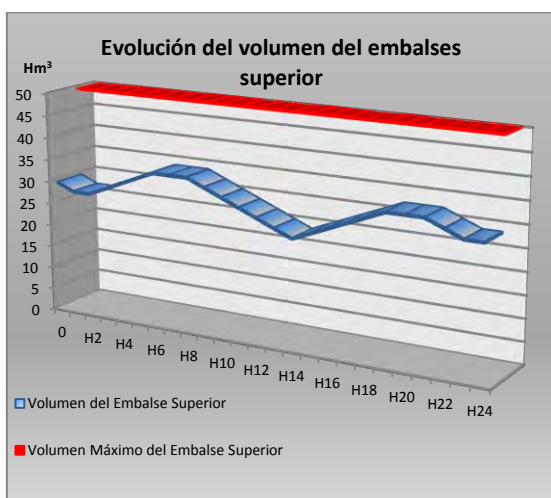


Figura A4 49: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 10.

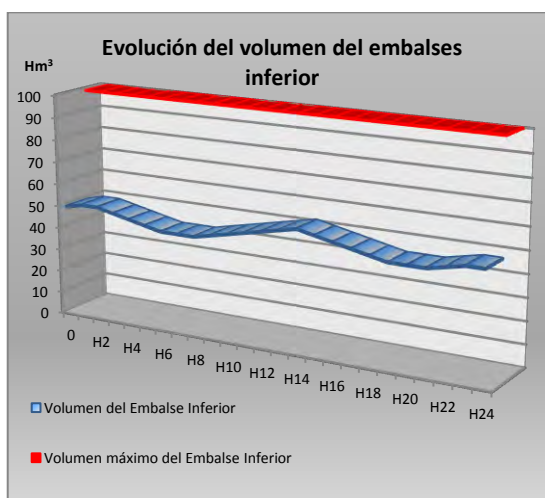


Figura A4 50: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 10.

Ecenario 11:

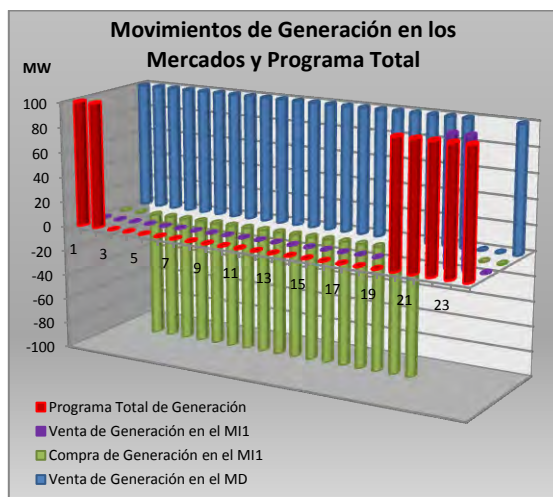


Figura A4 51: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 11.

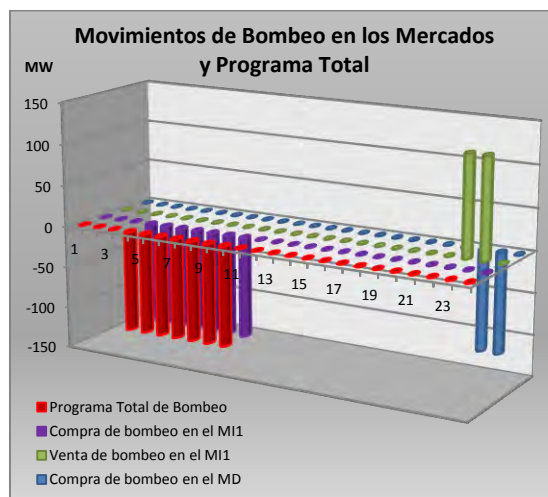


Figura A4 52: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 11.

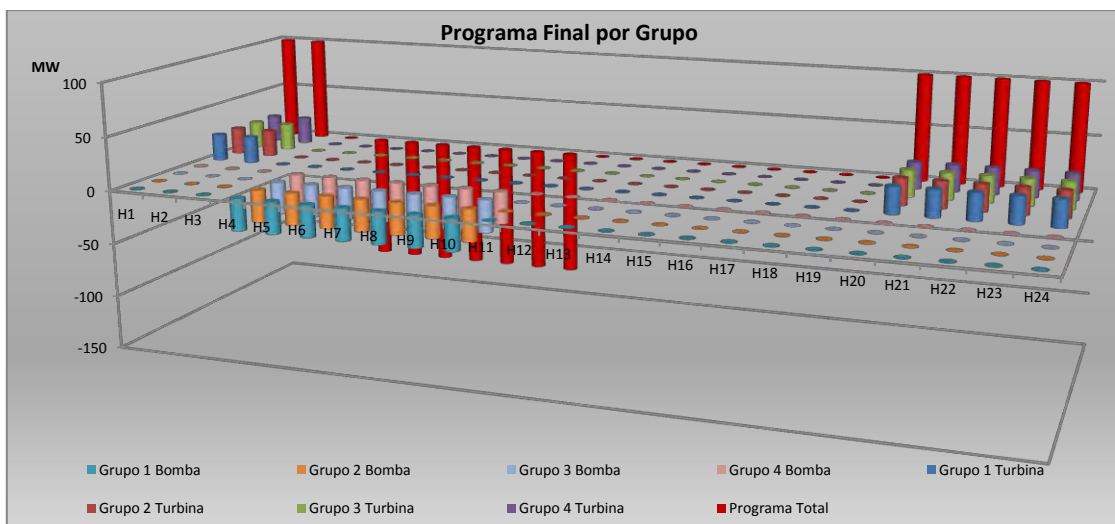


Figura A4 53: Reparto de la energía por grupos en el escenario 11.

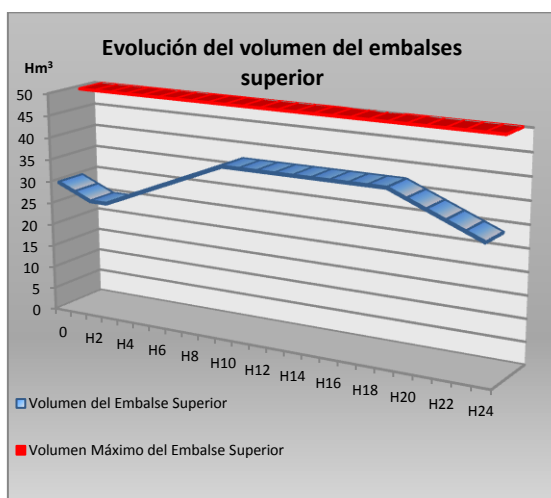


Figura A4 54: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 11.

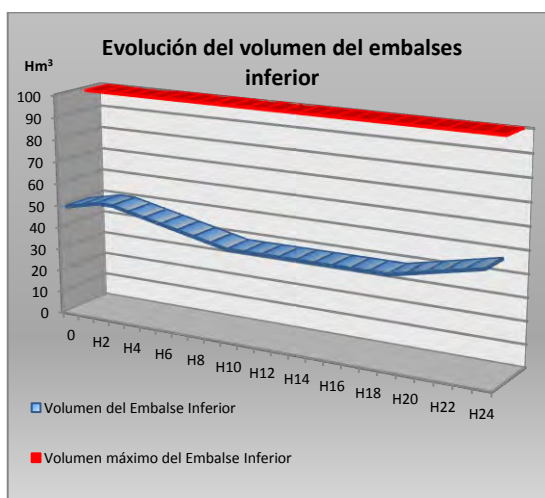


Figura A4 55: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 11.

Escenario 12:

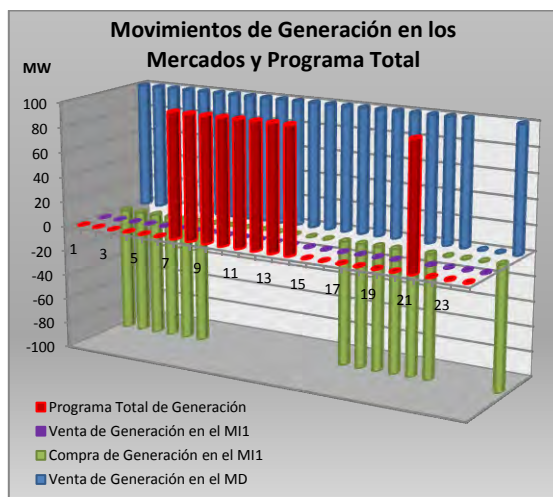


Figura A4 56: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 12.

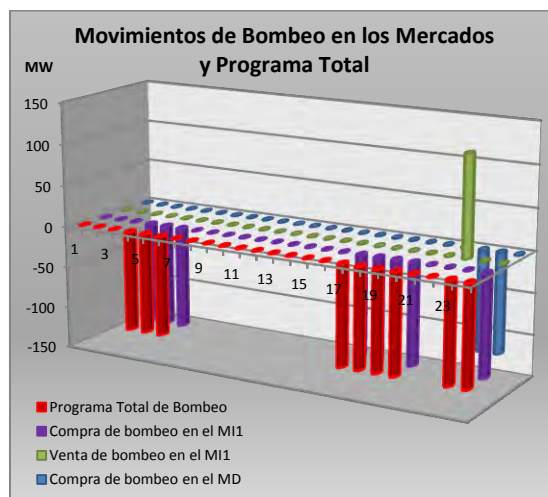


Figura A4 57: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 12.

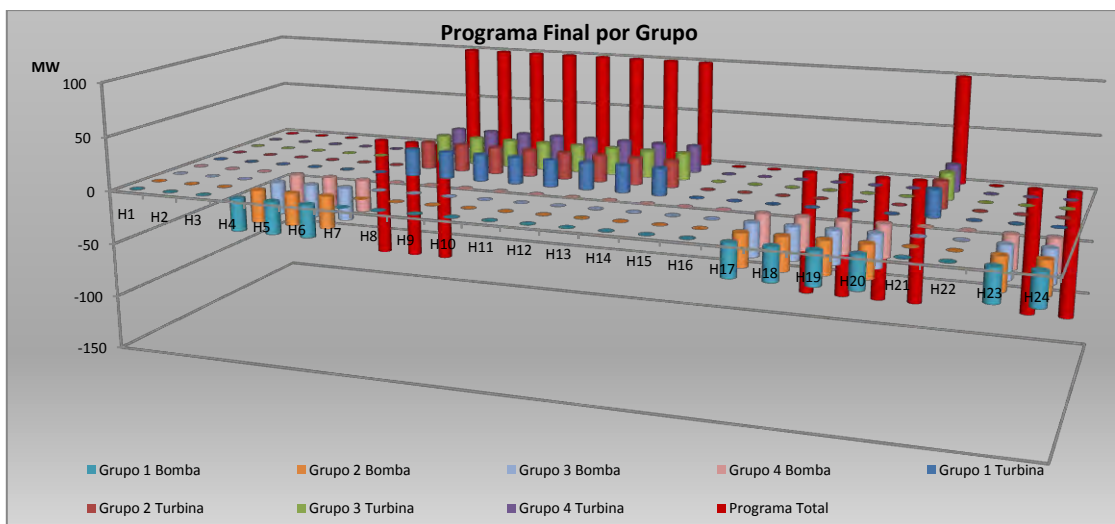


Figura A4 58: Reparto de la energía por grupos en el escenario 12.

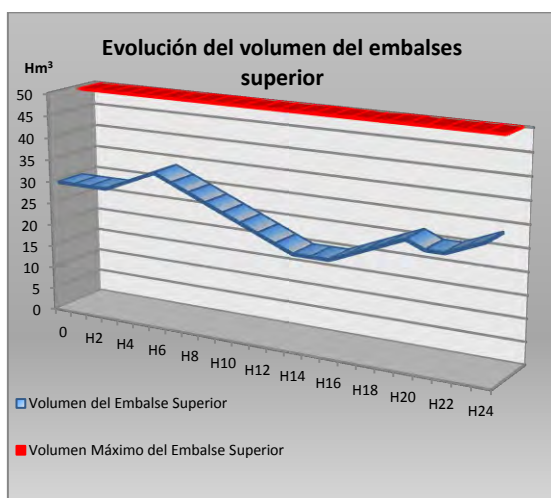


Figura A4 59: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 12.

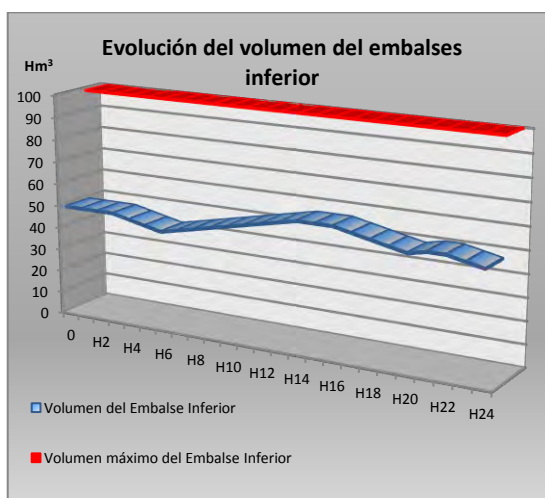


Figura A4 60: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 12.

Escenario 13:

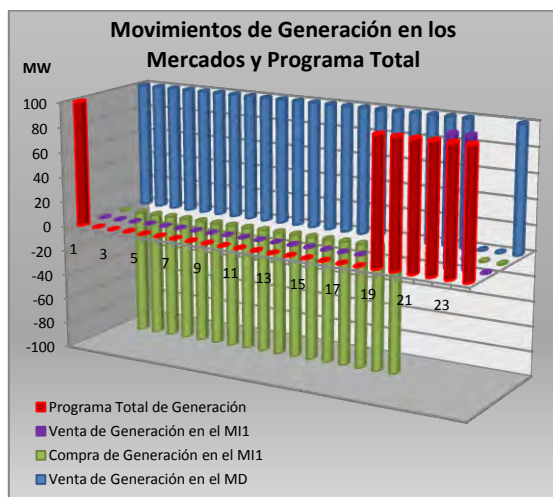


Figura A4 61: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 13.

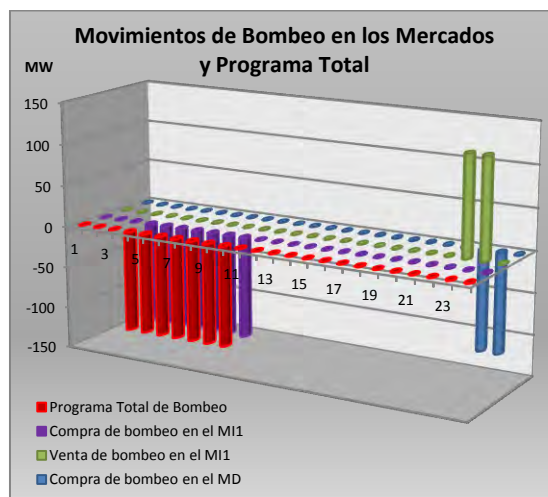


Figura A4 62: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 13.

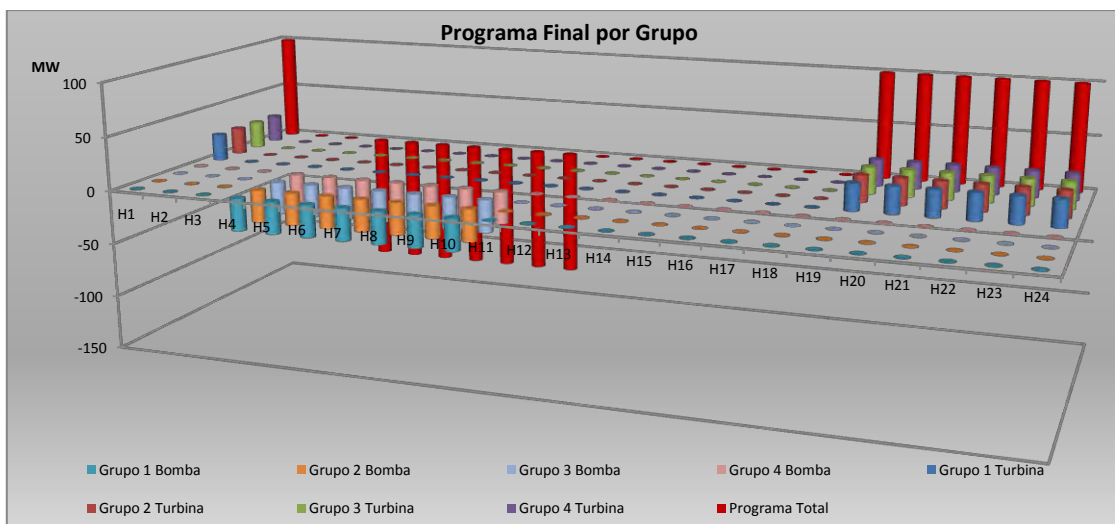


Figura A4 63: Reparto de la energía por grupos en el escenario 13.

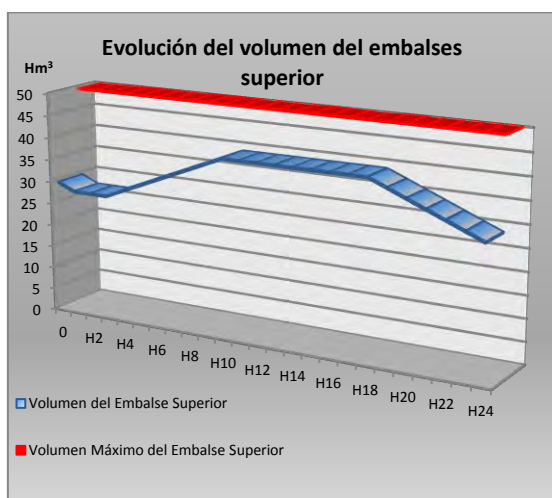


Figura A4 64: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 13.

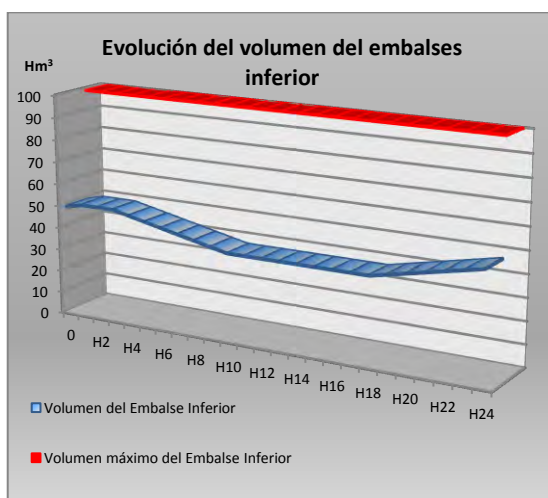


Figura A4 65: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 13.

Escenario 14:

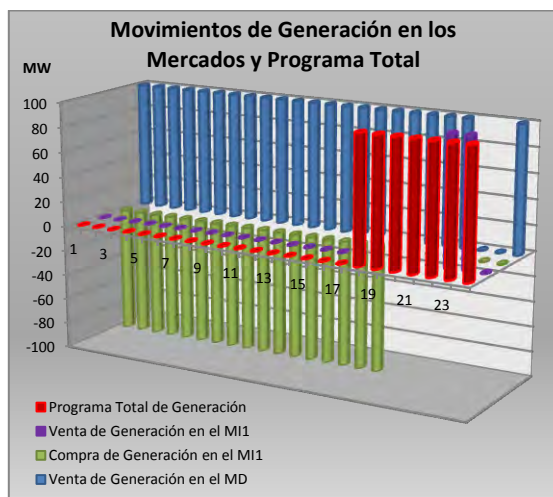


Figura A4 66: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 14.

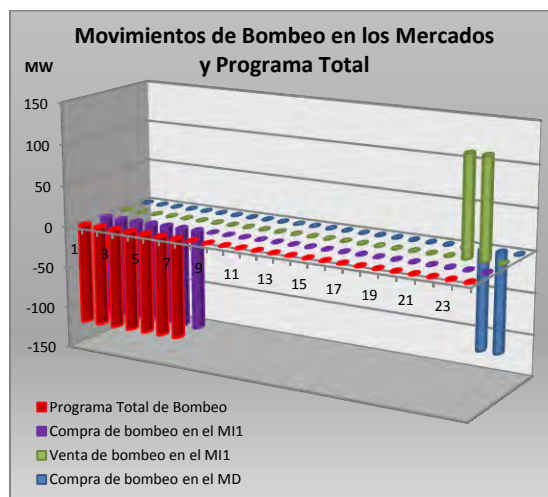


Figura A4 67: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 14.

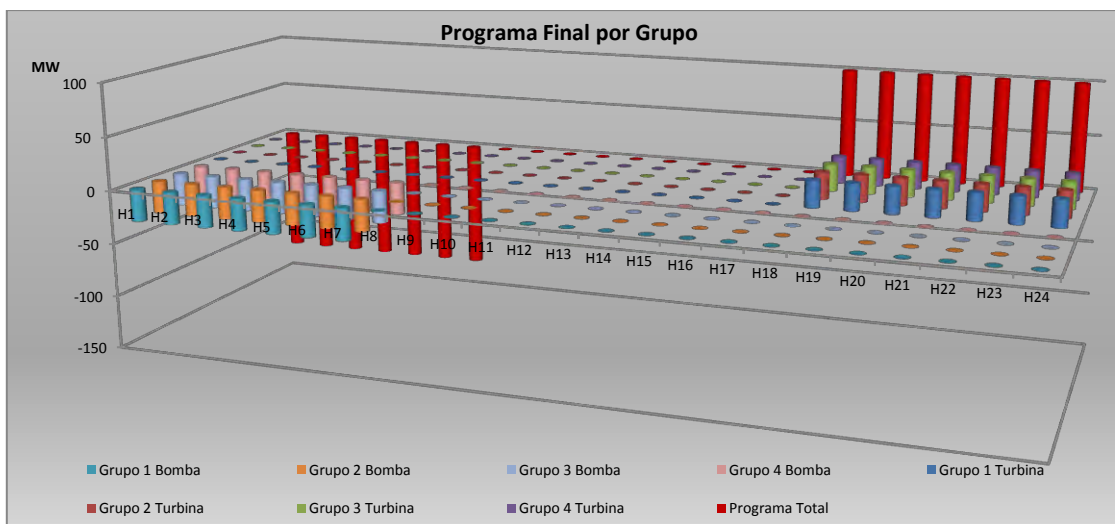


Figura A4 68: Reparto de la energía por grupos en el escenario 14.

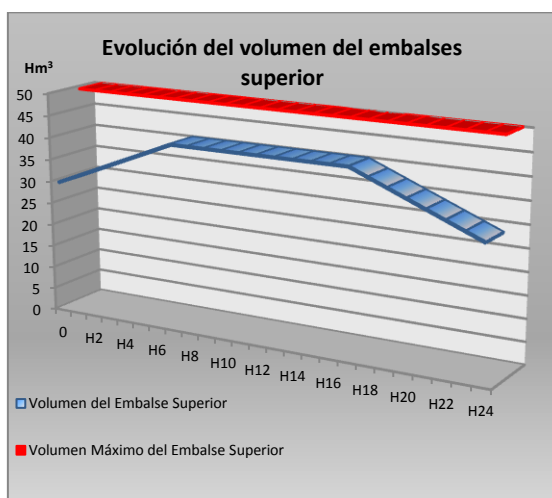


Figura A4 69: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 14.

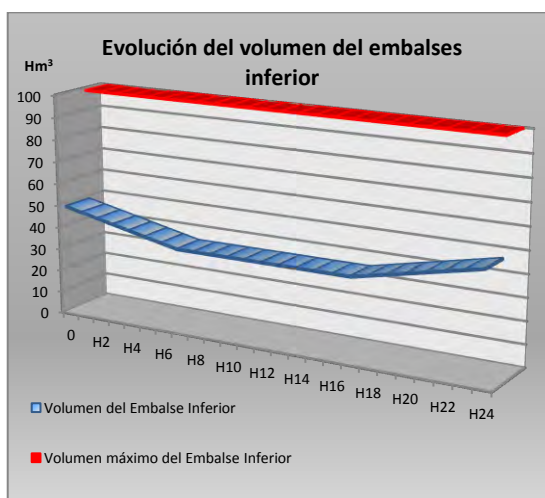


Figura A4 70: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 14.

Escenario 15:

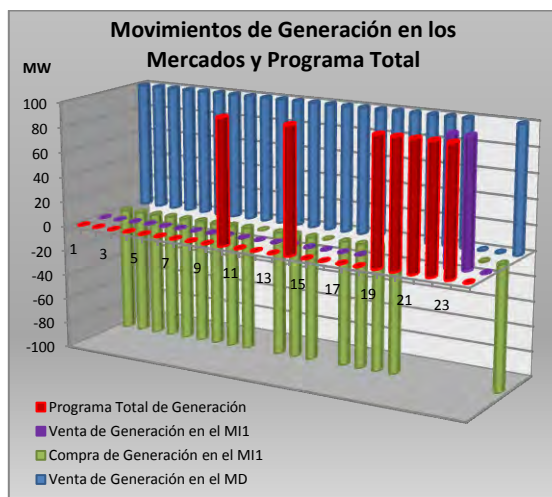


Figura A4 71: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 15.

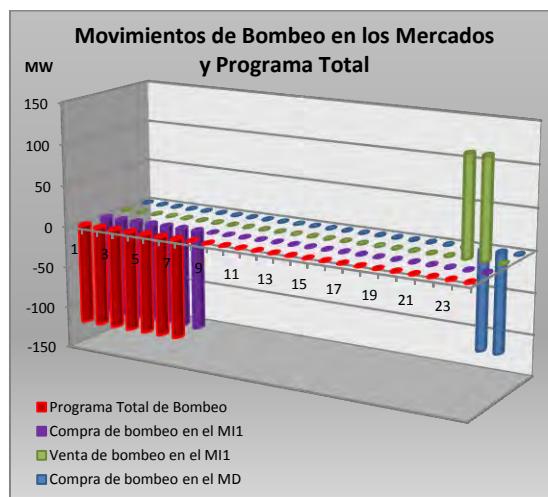


Figura A4 72: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 15.

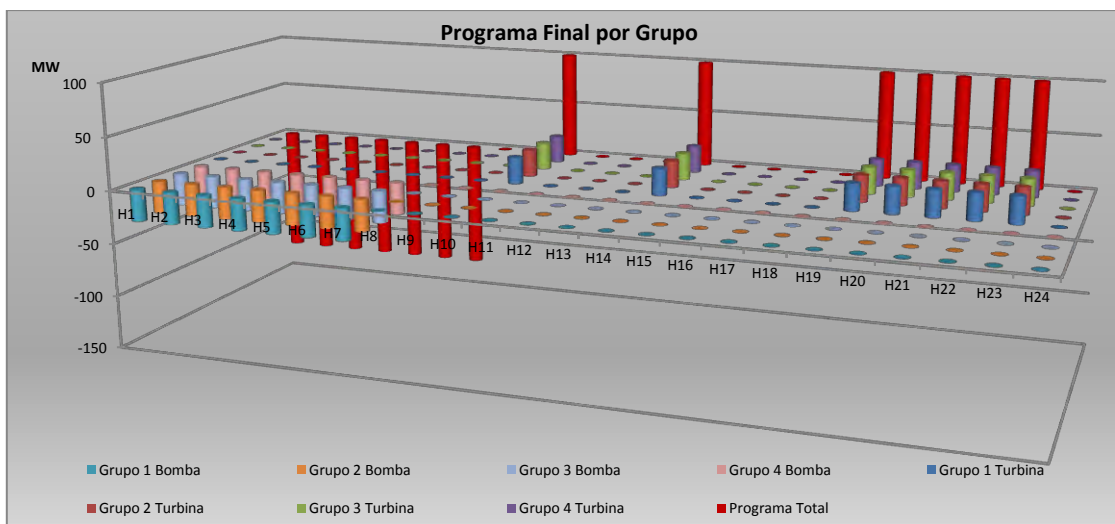


Figura A4 73: Reparto de la energía por grupos en el escenario 15.

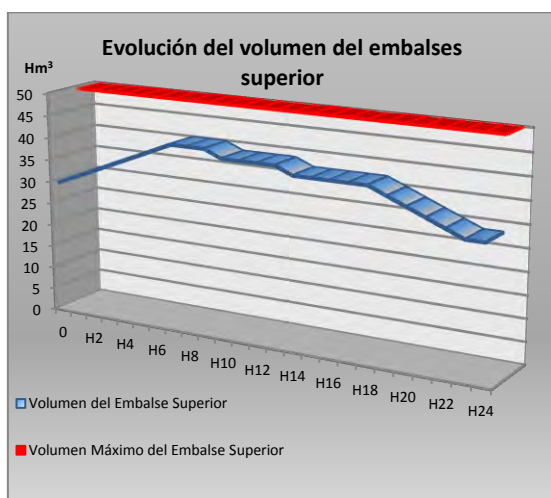


Figura A4 74: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 15.

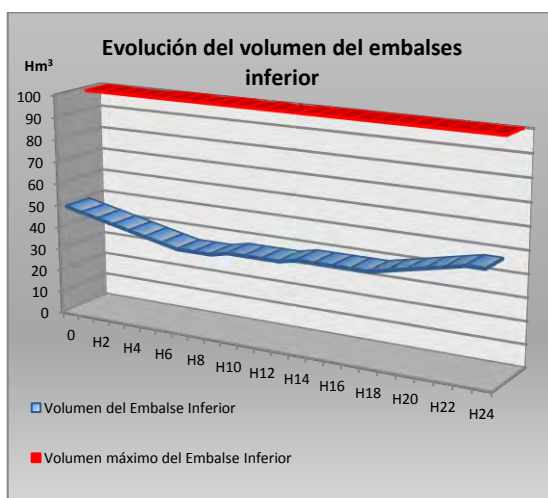


Figura A4 75: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 15.

Escenario 16:

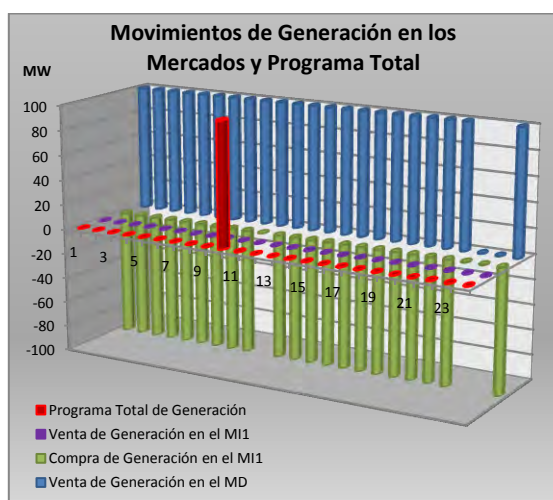


Figura A4 76: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 16.

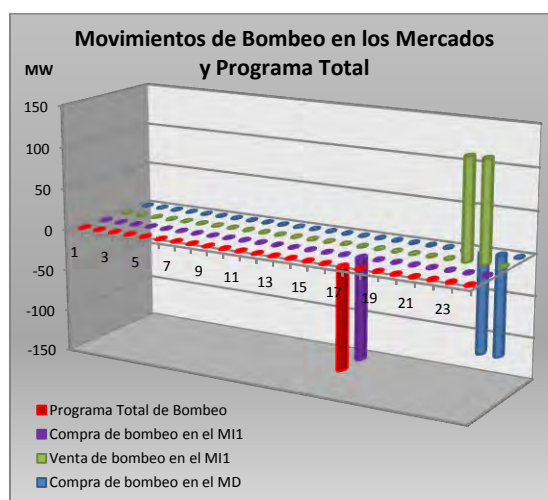


Figura A4 77: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 16.

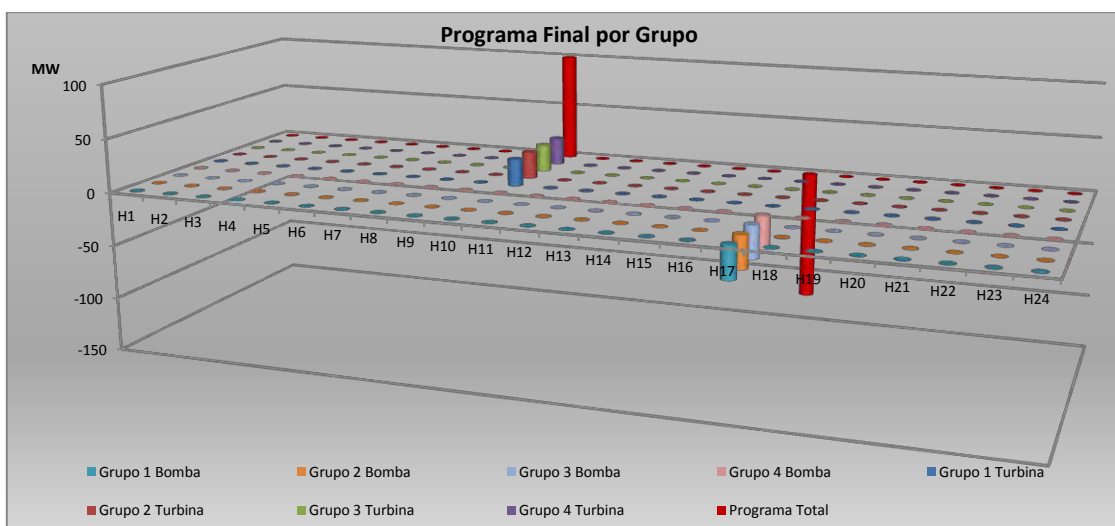


Figura A4 78: Reparto de la energía por grupos en el escenario 16.

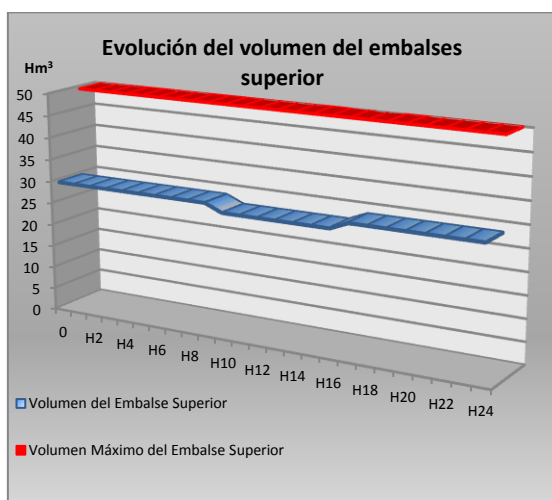


Figura A4 79: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 16.

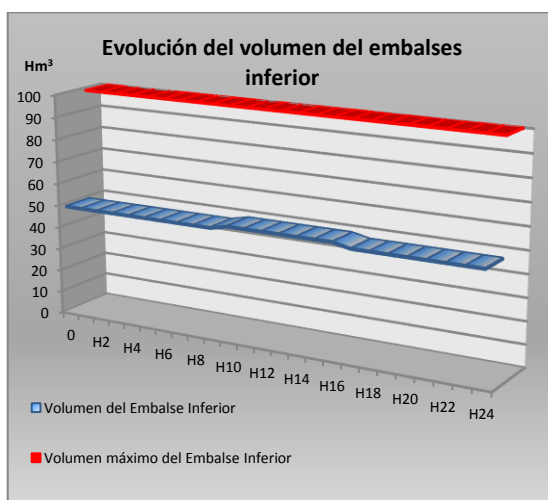


Figura A4 80: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 16.

Escenario 17:

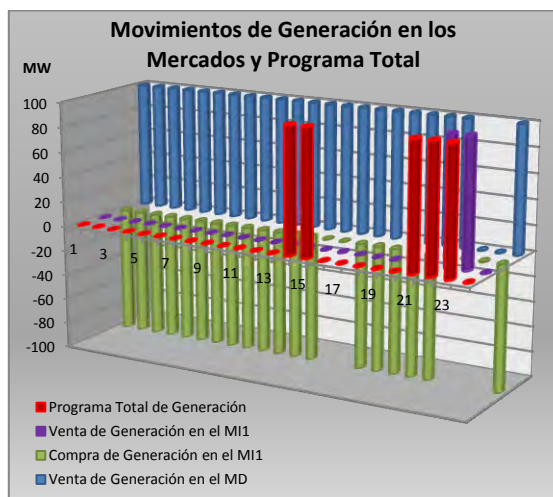


Figura A4 81: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 17.

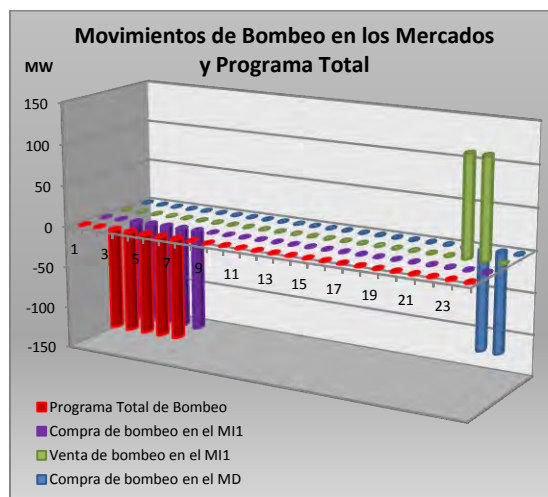


Figura A4 82: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 17.

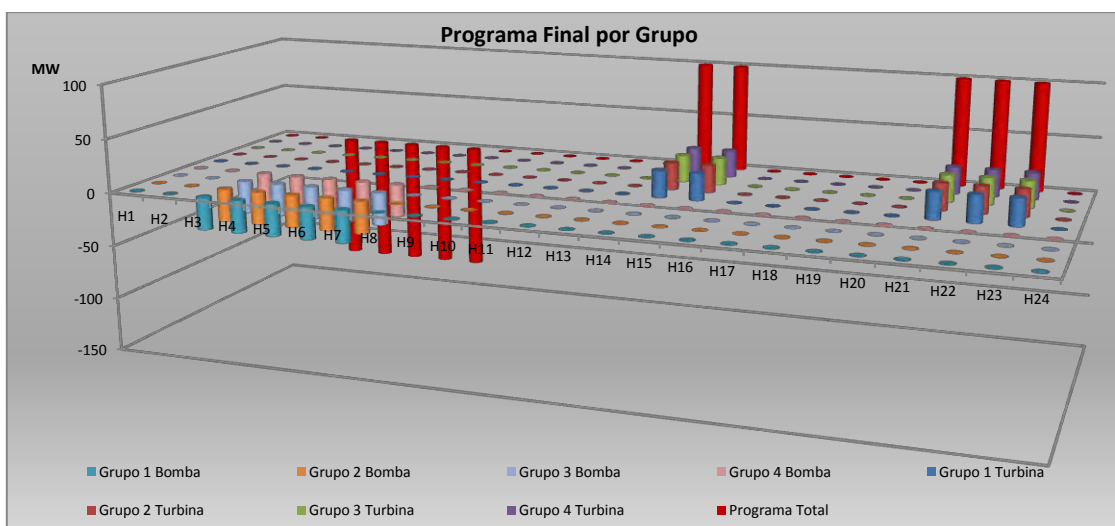


Figura A4 83: Reparto de la energía por grupos en el escenario 17.

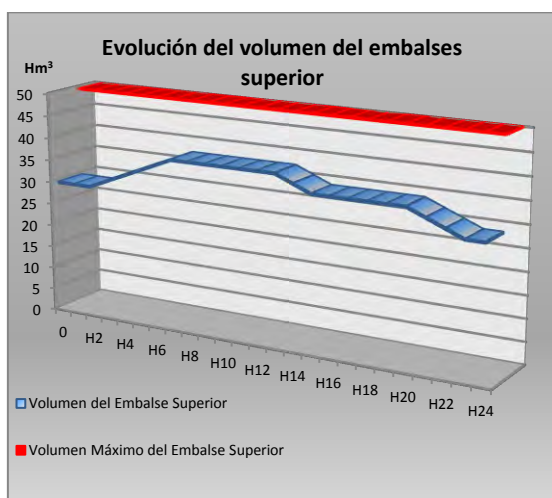


Figura A4 84: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 17.

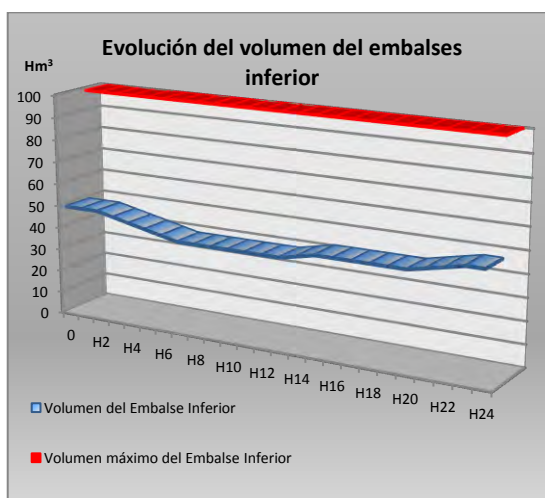


Figura A4 85: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 17.

Escenario 18:

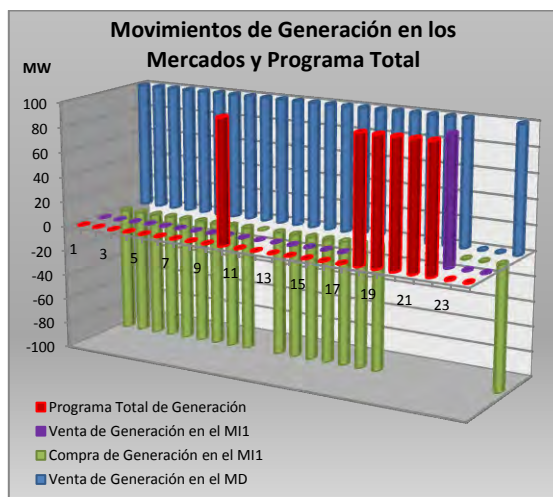


Figura A4 86: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 18.

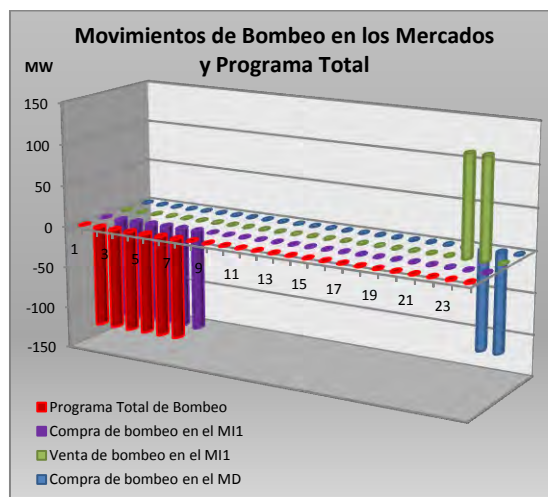


Figura A4 87: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 18.

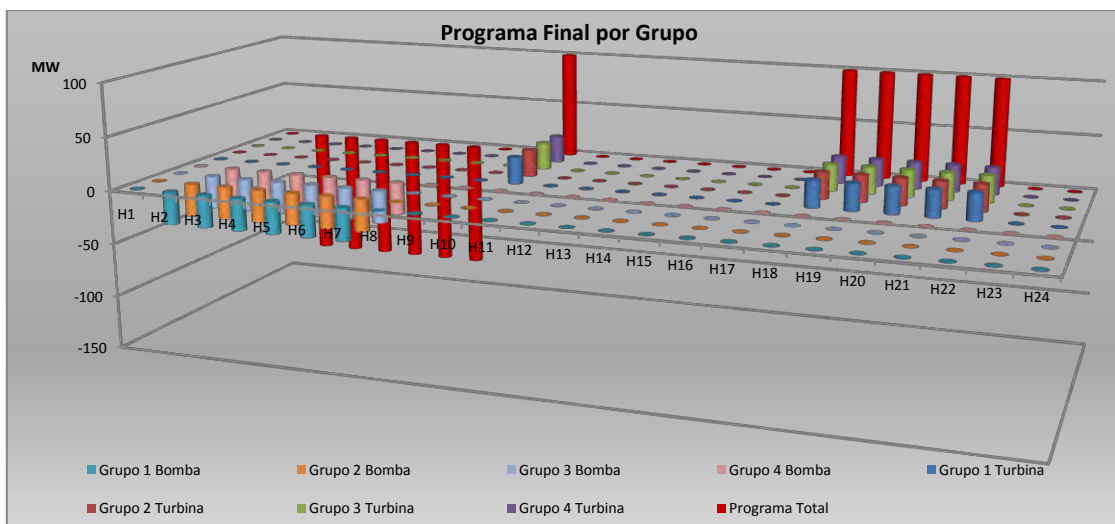


Figura A4 88: Reparto de la energía por grupos en el escenario 18.

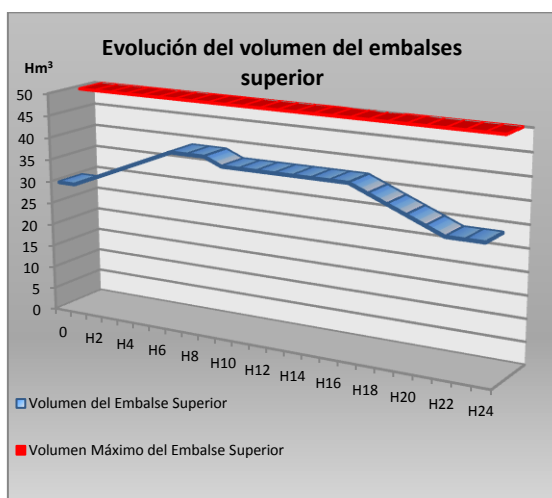


Figura A4 89: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 18.

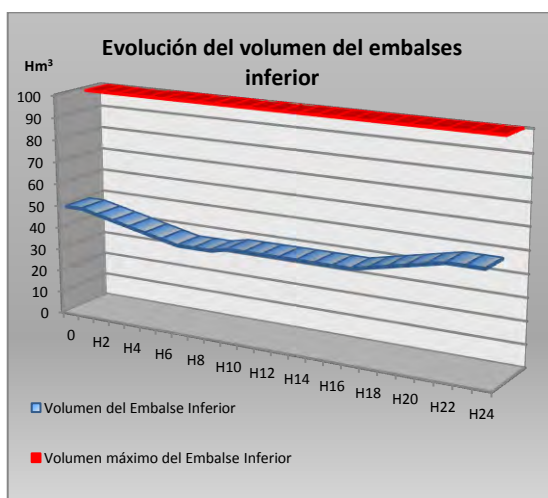


Figura A4 90: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 18.

Escenario 19:

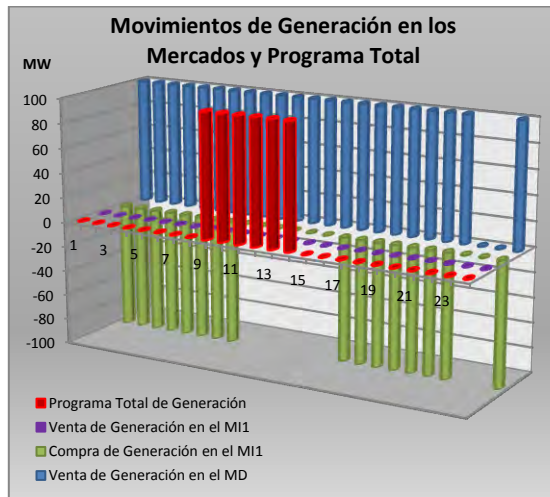


Figura A4 91: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 19.

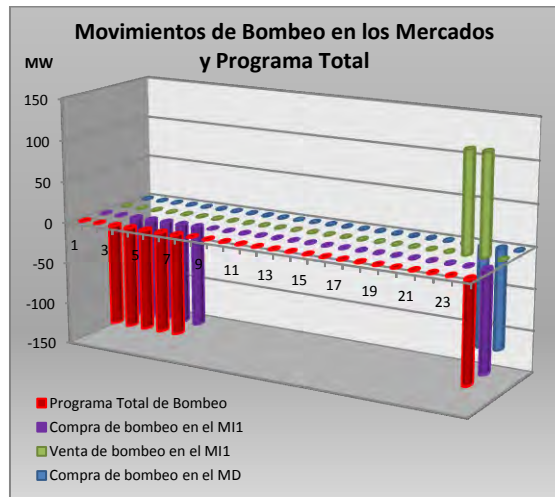


Figura A4 92: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 19.

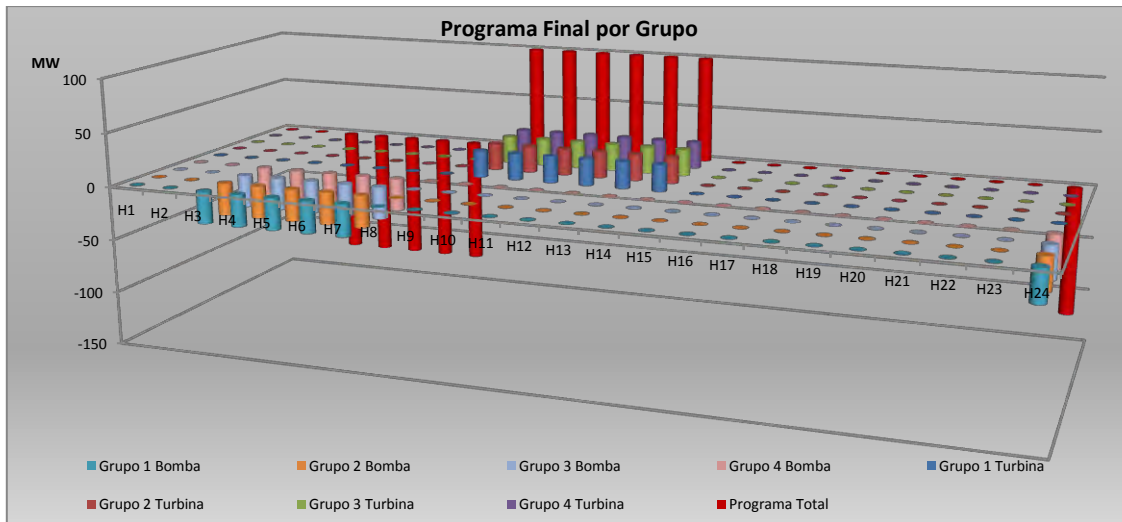


Figura A4 93: Reparto de la energía por grupos en el escenario 19.

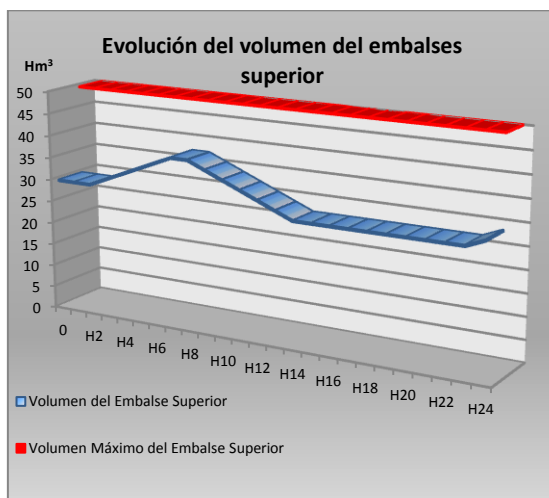


Figura A4 94: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 19.

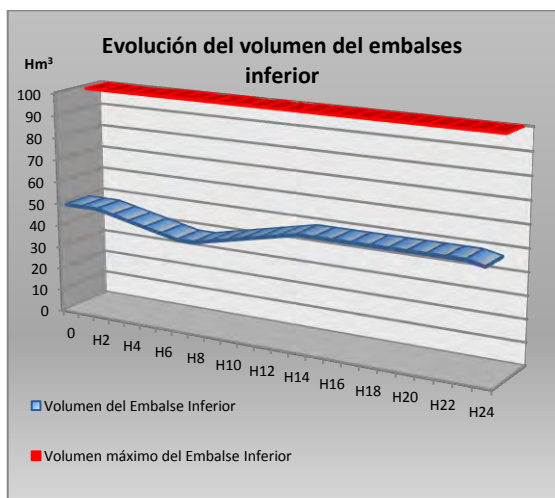


Figura A4 95: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 19.

Escenario 20:

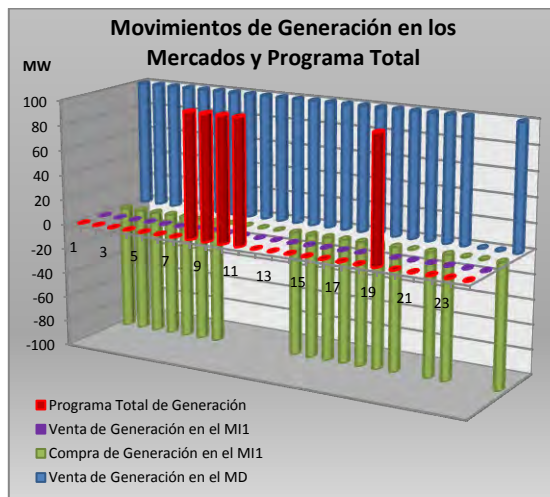


Figura A4 96: Movimientos de generación en los mercados y programa total en el escenario 20.

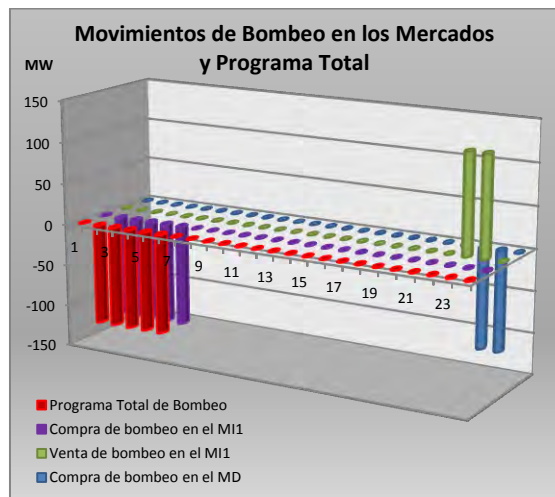


Figura A4 97: Movimientos de bombeo en los mercados y programa total en el escenario 20.

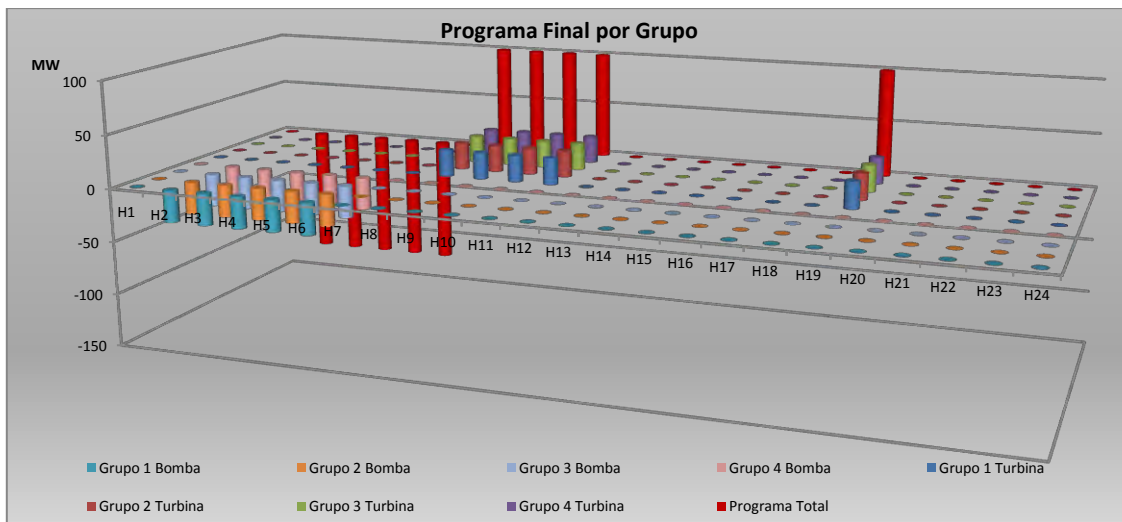


Figura A4 98: Reparto de la energía por grupos en el escenario 20.

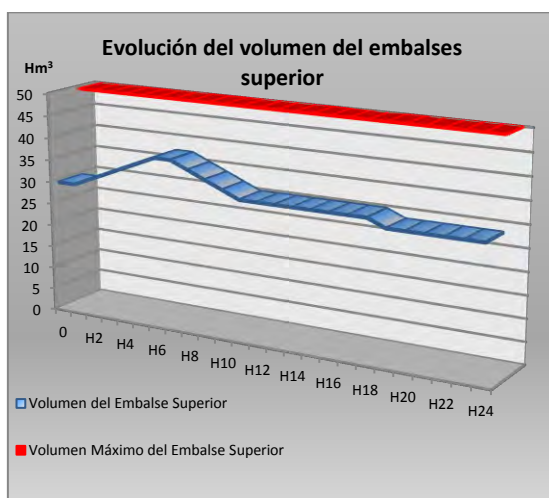


Figura A4 99: Evolución del volumen del embalse superior y volumen máximo en el escenario 20.

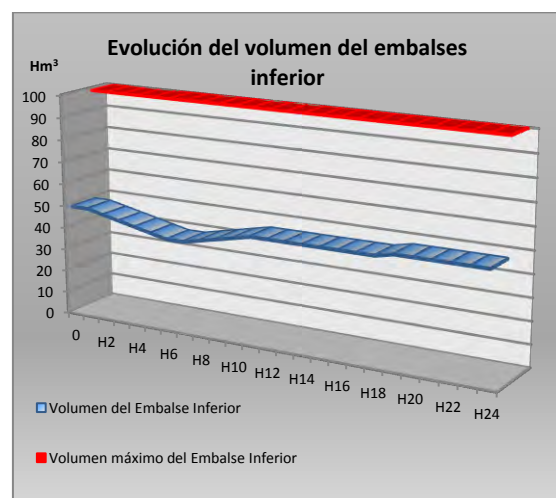


Figura A4 100: Evolución del volumen del embalse inferior y volumen máximo en el escenario 20.

ANEXO 5: Código del modelo de optimización del CVaR en IBM ILOG CPLEX Optimization Studio.

Para la optimización del programa de la central hidroeléctrica reversible en los Mercados Diario e Intradiario 1 en una única oferta minimizando el CVaR, se ha programado en el software de optimización IBM ILOG CPLEX Optimization Studio el modelo expuesto en el apartado “2.3.4. Algoritmo de optimización del CVaR.

”. El código generado es el siguiente:

```
/******  
 * OPL 12.5.1.0 Model  
 * Author: Pablo  
 * Creation Date: 06/10/2013 at 18:18:18  
 *****/  
int nhoras=24;  
range horas=1..nhoras;  
//  
//Número de escenarios de precio del MD  
int nescPMD=20;  
range escenarioPMD=1..nescPMD;  
//  
//Número total de escenarios de precio del MI1  
int nescPMI=100;  
range escenarioPMI=1..nescPMI;  
//  
//Número de escenarios de precio del MI1 considerados  
//para cada escenario de precio del MD  
int intxdia=5;  
range Rintxdia=1..intxdia;  
//  
//Probabilidades asignadas a cada escenario de precio  
float probPMD=1/nescPMD;  
float probPMI=1/intxdia;  
//  
//Variables CVAR:  
float beta=0.95;  
float v=1/((1-beta)*nescPMI);  
dvar float a;  
dvar float+ z[escenarioPMI];  
dvar float Bfo;  
//  
//Potencia total y potencia de cada turbina  
dvar float+ T[horas];  
dvar float+ TD[horas];  
dvar float+ TVI[horas];  
dvar float+ TCI[horas];  
dvar float T1[horas];  
dvar float T2[horas];  
dvar float T3[horas];  
dvar float T4[horas];  
//  
//Potencia total y potencia de cada bomba  
dvar float+ B[horas];  
dvar float+ BD[horas];  
dvar float+ BVI[horas];  
dvar float+ BCI[horas];  
dvar float B1[horas];  
dvar float B2[horas];
```

```
dvar float B3[horas];
dvar float B4[horas];
//
//Programa total de la central
dvar float C[horas];
//
//Variables auxiliares para estado de los grupos
dvar boolean y1[horas];
dvar boolean y2[horas];
dvar boolean y3[horas];
dvar boolean y4[horas];
dvar boolean z1[horas];
dvar boolean z2[horas];
dvar boolean z3[horas];
dvar boolean z4[horas];
//
//Volumen del embalse inferior y superior
dvar float vi[horas];
dvar float vs[horas];
//
//Cargo un precio fijo para cada hora
float PD[escenarioPMD][horas]=...;
float PI[escenarioPMI][horas]=...;
//
//Numero de grupos
int N=4;
//
//Potencias máximas y mínimo técnico
int Tmax=25;
int Bmax=30;
int Tmin=10;
//
//Gasto de la bomba y de la turbina
float gt=0.0168;
float gb=0.014;
//
Volumen inicial, mínimo y máximo de los embalses
int vi0=50;
int vs0=30;
int vmin=0;
int vsmin=0;
int vimax=100;
int vsmax=50;
//
//Función objetivo
maximize
-a-
sum(i in escenarioPMI)
v*z[i];
//
//Restricciones
subject to{
forall (d in escenarioPMD)
forall (i in Rintxdia)
ctrestriccionCVAR: //Restricción del algoritmo del CVaR
z[5*d-5+i]+a+ sum(h in horas)
(PD[d][h]*(TD[h]-BD[h])+PI[5*d-5+i][h]*(TVI[h]-TCI[h]-
BCI[h]+BVI[h]))>=0;
//
//
//
```



```
forall (h in horas)
    ctsumamercadosT: //Programa final de las turbinas
        T[h]-TD[h]-TVI[h]+TCI[h]==0;
//
forall (h in horas)
    ctsumamercadosB: //Programa final de las bombas
        B[h]-BD[h]-BCI[h]+BVI[h]==0;
//
forall (h in horas)
    ctventamaxima: //Venta máxima en el MD
        TD[h]<=N*Tmax;
//
forall (h in horas)
    ctcompramaxima: //Compra máxima en el MD
        BD[h]<=N*Bmax;
//
forall (h in horas)
    ctsumaturbinas://La suma de los 4 grupos según funcionen o no
        T[h]-T1[h]-T2[h]-T3[h]-T4[h]==0;
//
forall (h in horas)
    ctsumabombas://La suma de las 4 bombas según funcionen o no
        B[h]-B1[h]-B2[h]-B3[h]-B4[h]==0;
//
//Las bombas van a plena carga siempre
forall (h in horas)
    ctbombaplenacarga1:
        B1[h]-Bmax*y1[h]==0;
forall (h in horas)
    ctbombaplenacarga2:
        B2[h]-Bmax*y2[h]==0;
forall (h in horas)
    ctbombaplenacarga3:
        B3[h]-Bmax*y3[h]==0;
forall (h in horas)
    ctbombaplenacarga4:
        B4[h]-Bmax*y4[h]==0;
//
//Plena carga de cada turbina
forall (h in horas)
    turbinapc1:
        T1[h]-Tmax*z1[h]<=0;
forall (h in horas)
    turbinapc2:
        T2[h]-Tmax*z2[h]<=0;
forall (h in horas)
    turbinapc3:
        T3[h]-Tmax*z3[h]<=0;
forall (h in horas)
    turbinapc4:
        T4[h]-Tmax*z4[h]<=0;
//
// Mínimo técnico de las turbinas
forall (h in horas)
    mt1:
        T1[h]-Tmin*z1[h]>=0;
forall (h in horas)
    mt2:
        T2[h]-Tmin*z2[h]>=0;
forall (h in horas)
    mt3:
```

```
T3[h]-Tmin*z3[h]>=0;
forall (h in horas)
    mt4:
        T4[h]-Tmin*z4[h]>=0;
//
//impedir bombear y turbinar a la vez:
forall (h in horas)
    nbt11:
        z1[h]+y1[h]<=1;
forall (h in horas)
    nbt12:
        z1[h]+y2[h]<=1;
forall (h in horas)
    nbt13:
        z1[h]+y3[h]<=1;
forall (h in horas)
    nbt14:
        z1[h]+y4[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb21:
        z2[h]+y1[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb22:
        z2[h]+y2[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb23:
        z2[h]+y3[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb24:
        z2[h]+y4[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb31:
        z3[h]+y1[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb32:
        z3[h]+y2[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb33:
        z3[h]+y3[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb34:
        z3[h]+y4[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb41:
        z4[h]+y1[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb42:
        z4[h]+y2[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb43:
        z4[h]+y3[h]<=1;
forall (h in horas)
    ntb44:
        z4[h]+y4[h]<=1;
//
//Restricciones de movimiento de volumen
ctvinf0:
    //Primera hora
    vi[1]==vi0+gt*T[1]-gb*B[1];
//
//
```

```

//Resto de horas
forall (i in 1..nhoras-1)
    ctvinft:
        vi[i+1]-vi[i]-gt*T[i+1]+gb*B[i+1]==0;
//
ctvolumenfinalinf:
    //Volumen al final del día igual al inicial
    vi[24]==vi0;
//
ctvsup0:
    //Primera hora
    vs[1]==vs0-gt*T[1]+gb*B[1];
//
    //Resto de horas
    forall (i in 1..nhoras-1)
        ctvsupt:
            vs[i+1]-vs[i]+gt*T[i+1]-gb*B[i+1]==0;
//
ctvolumenfinalsup:
    //Volumen al final del día igual al inicial
    vs[24]==vs0;
//
    //No sobrepasar el volumen máximo de ambos embalses
    forall (h in horas)
        ctvsmx:
            vi[h]<=vimax;
//
    forall (h in horas)
        ctvimx:
            vs[h]<=vsmax;
//
    //No sobrepasar el volumen mínimo de ambos embalses
    forall (h in horas)
        ctvsmin:
            vi[h]>=vimin;
    forall (h in horas)
        ctvimin:
            vs[h]>=vsmin;
//
    //Calculo del programa de la central
    forall (h in horas)
        ctcentral:
            C[h]-T[h]+B[h]==0;
//
    //Cálculo del beneficio esperado
    ctbeneficio:
        Bfo-sum( h in horas )
            sum(d in escenarioPMD)
                sum(i in Rintxdia)
                    (probPMD*probPMI*(PD[d][h]*(TD[h]-
BD[h])+PI[5*d-5+i][h]*(TVI[h]-TCI[h]-BCI[h]+BVI[h]))==0;
//
    //Restricción del beneficio: solo se incluye para al construir
    //las curvas de riesgo-beneficio
    ctbeneficioMin:
        Bfo>=2500;
}

```